



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA Y APROVISIONAMIENTO DE GAS.

Periodo de diciembre de 2018

Expediente IS/DE/004/18

8 de mayo de 2019

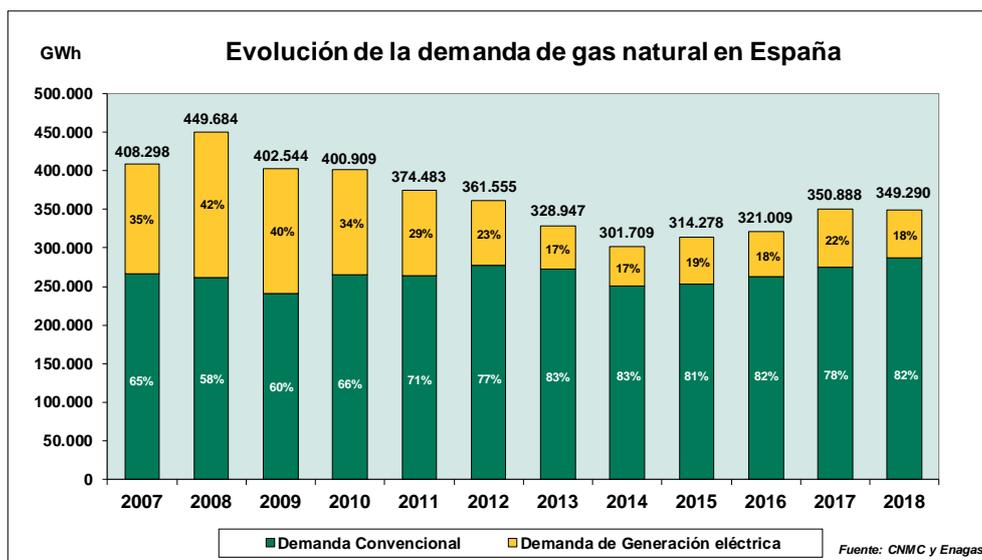
Índice

1. Resumen del año 2018	3
<hr/>	
2. Hechos relevantes. Diciembre 2018	9
<hr/>	
3. Supervisión del mercado internacional de gas y el aprovisionamiento a España	12
<hr/>	
3.1. Hechos relevantes del mercado internacional de gas	12
3.2. Abastecimiento de gas natural licuado en Europa	14
3.3. Abastecimiento de gas natural al sistema gasista español en diciembre de 2018	16
3.4. Evolución mensual del abastecimiento de gas natural a España por países	19
3.5. Aprovisionamiento de gas natural al mercado español por empresa y país (CONFIDENCIAL)	20
3.6. Evolución de los precios internacionales del gas	22
3.7. Índice de coste de aprovisionamiento de gas natural en España	26
<hr/>	
4. Supervisión del mercado de gas en España	28
<hr/>	
4.1. Demanda de gas en España	28
4.2. Demanda de gas para generación eléctrica	30
4.3. Niveles de existencias de gas en el sistema gasista	31
4.4. Funcionamiento de las interconexiones internacionales	32
4.5. Volúmenes negociados en el mercado mayorista en España	34
4.6. Hechos relevantes mercado de gas en España. Año 2018	37

1. Resumen del año 2018

Demanda

La demanda total en España durante 2018 disminuyó un 0,4% respecto a 2017, y fue de 349.290 GWh, según los datos provisionales de Enagas-GTS. La demanda convencional fue de 287.449 GWh (+4,5%), y la del sector eléctrico de 61.841 GWh (-18,3%). En la siguiente gráfica se puede ver la evolución desde el año 2007:



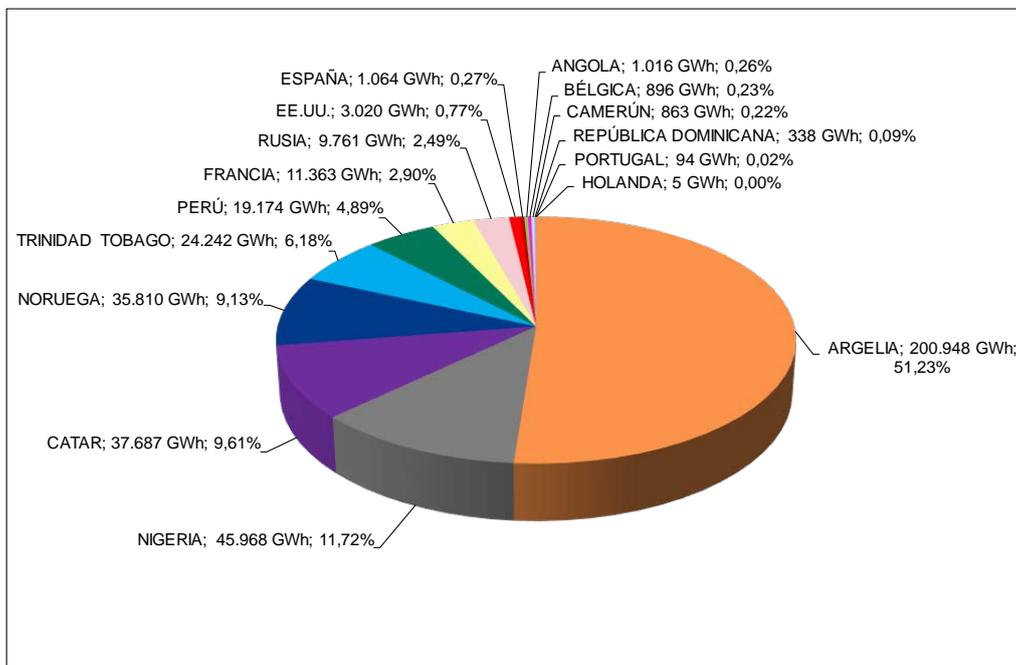
Aprovisionamientos

En el año 2018 las importaciones brutas de gas natural en España han aumentado un 0,7%.

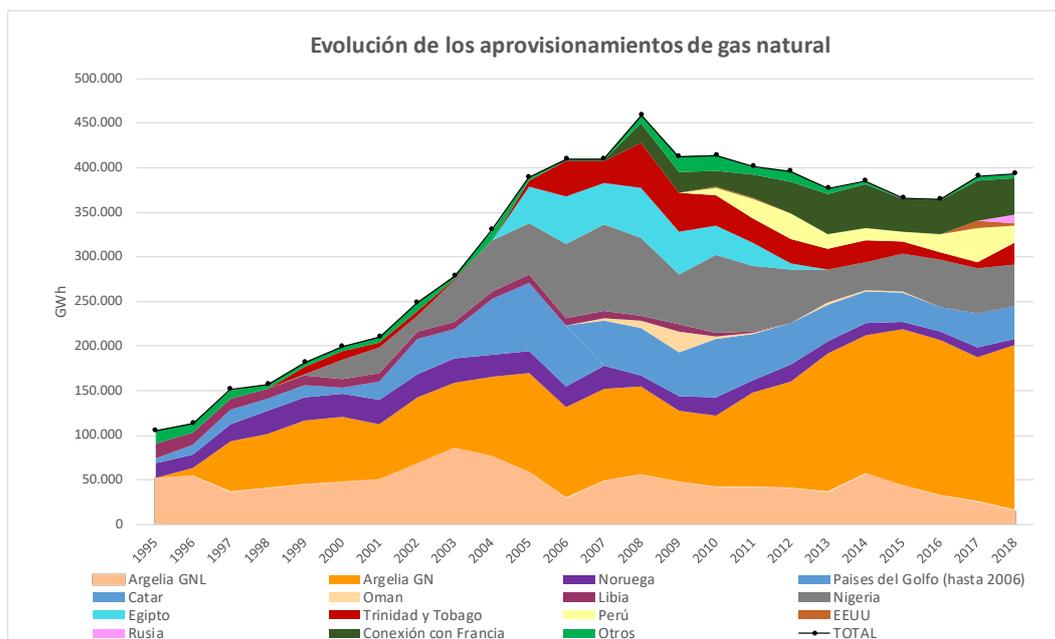
- Las importaciones por gasoducto fueron de 225,5 TWh (+10%), lo que representa un 57,4% de las importaciones totales. Las importaciones por gasoducto proceden en un 82% de Argelia y en un 18% del mercado interior europeo.
- Las importaciones brutas de GNL fueron de 167 TWh (-9%), lo que representa un 42,6% del aprovisionamiento; dichas importaciones provienen de quince orígenes diferentes.
- Las salidas netas a Portugal fueron de 22,2 TWh (frente a 29,8 TWh en 2017). Además, se han realizado operaciones de recarga de buques de GNL por un total de 4,97 TWh.

A lo largo del año 2018, el mercado español se abasteció de un conjunto de quince países. El principal país proveedor es Argelia, con un porcentaje del 51,2%, aumentando 3,0 puntos porcentuales en relación a 2017, y continúa a gran distancia de otros países productores. A continuación, como países más importantes en la estructura de aprovisionamiento se encuentran Nigeria

(11,7%), Catar (9,6%), Noruega (9,1%) y Trinidad Tobago (6,2%). La producción de gas propia (1.064 MWh), en su mayoría procedente del reciente yacimiento de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,27% del aprovisionamiento de gas natural.



Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08



Fuente: Enagas y CNMC

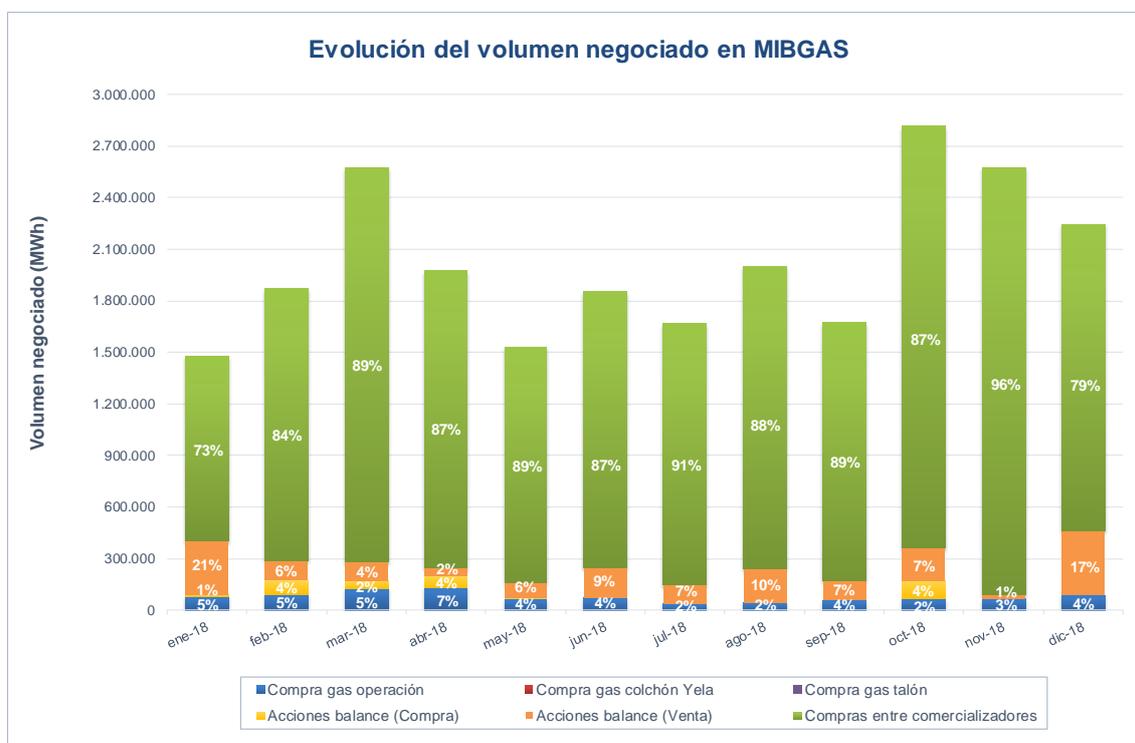
El coste de las importaciones de gas en España subió un 24%, al pasar de 17,7 €/MWh en diciembre de 2017 a 21,9 €/MWh en diciembre de 2018. El aprovisionamiento por GNL se muestra más barato que el gas importado por gasoducto durante la mayor parte del año, salvo en ciertos meses puntuales.

Evolución del mercado spot en España

Evolución del volumen negociado en MIBGAS

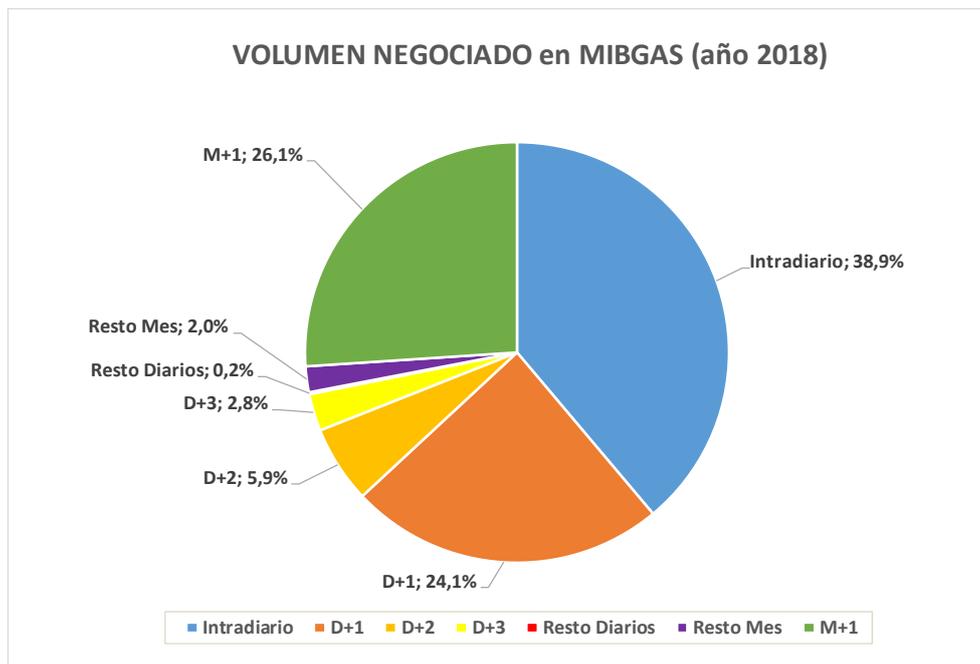
El volumen total negociado en MIBGAS en 2018 fue de **24.261 GWh**, lo que representa un 6,9% de la demanda de gas en España y supone un aumento del 81,4% respecto de lo negociado en el año 2017. En relación al número de participantes en el Mercado Organizado de gas, a finales de diciembre de 2018, **81 agentes** habían completado el proceso de alta para participar en el mercado, lo que supone un aumento de 16 agentes respecto del año 2017.

A continuación, se pueden observar dos figuras con los volúmenes negociados mes a mes durante 2018, incluyendo el porcentaje que representan respecto al volumen negociado en cada mes:



Mes	Compra gas operación	Compra gas colchón Yela	Compra gas talón	Acciones balance (Compra)	Acciones balance (Venta)	Compras entre comercializadores	Volumen total MIBGAS (MWh)
Enero 2018	75.710	-	-	18.270	307.230	1.079.509	1.480.719
Febrero 2018	95.359	-	-	80.112	114.726	1.581.101	1.871.298
Marzo 2018	127.825	-	-	46.000	105.996	2.294.190	2.574.011
Abril 2018	130.200	-	-	72.210	46.360	1.724.400	1.973.170
Mayo 2018	62.850	-	-	9.975	88.321	1.369.780	1.530.926
Junio 2018	69.930	-	-	-	176.469	1.608.073	1.854.472
Julio 2018	35.500	-	-	-	114.094	1.517.474	1.667.068
Agosto 2018	45.000	-	-	-	192.886	1.764.272	2.002.158
Septiembre 2018	60.900	-	-	-	113.724	1.500.232	1.674.856
Octubre 2018	63.600	-	-	111.007	189.597	2.452.145	2.816.349
Noviembre 2018	66.700	-	-	-	27.334	2.477.082	2.571.116
Diciembre 2018	89.100	-	-	-	375.045	1.781.146	2.245.291
TOTAL	922.674	-	-	337.574	1.851.782	21.149.404	24.261.434

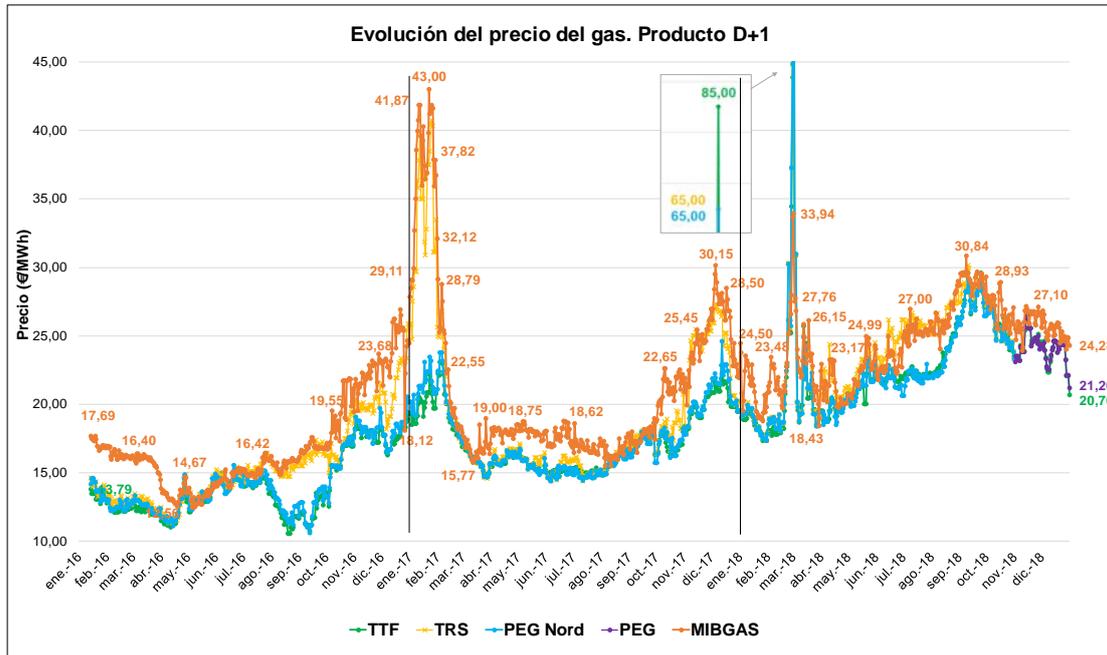
El producto más negociado es el producto intradiario (con entrega el mismo día de la negociación), con un 38,9% del volumen total negociado, seguido del producto M+1 (con entrega en el mes siguiente a la negociación), con un 26,1% del volumen. A poca distancia se sitúa el producto diario D+1 (con entrega en el día siguiente a la negociación), con un 24,1% del volumen, y más alejados los productos D+2 (5,9%), D+3 (2,8%) y Resto de mes (2,0%). A continuación, se presenta la figura con el reparto de volúmenes negociados por producto durante el total del año:



Evolución del precio negociado en MIBGAS en 2018

La evolución del precio del gas (producto D+1) en el mercado MIBGAS durante el año 2018 permite distinguir varios periodos con distinto comportamiento:

- Durante el primer trimestre de 2018, el precio del MIBGAS desciende respecto a los valores observados a finales de 2017, y se acopla con el resto de mercados europeos durante el mes de marzo, finalizando el mes en el entorno de los 22 €/MWh. A finales del mes de febrero, y debido a una ola de frío registrada en Centroeuropa, los precios del gas se disparan por encima de los 65 €/MWh, si bien en España el precio en MIBGAS no alcanza los 35 €/MWh.
- Desde marzo hasta finales de junio, el precio del mercado MIBGAS se mueve entre 21 y 23 €/MWh, con poca volatilidad, y muestra un diferencial promedio de unos 1,5 €/MWh con el resto de mercados europeos.



- Entre agosto y octubre el precio en MIBGAS se desacopla del resto de mercados europeos, con tendencia ascendente desde los 21-22 €/MWh hasta precios cercanos a los 29 €/MWh. Durante el mes de septiembre los precios europeos también tienden a subir, para estar acoplados en torno a los 29-30 €/MWh a finales del mismo.

La tendencia ascendente del precio del petróleo, que alcanza su máximo anual en octubre (supera los 100 \$/barril), presiona al alza el precio del gas en los mercados europeos.

- A partir del cuarto trimestre de 2018, tanto MIBGAS como el resto de mercados europeos cambian su tendencia a la baja del inicio del periodo invernal, por la bajada del petróleo y los fuertes incrementos en la producción mundial de GNL. Sin embargo, el precio de MIBGAS disminuye más lentamente y se desacopla para situarse en un diferencial entre 1 y 2 €/MWh, aunque los precios se igualan al final de año en torno a los 25 €/MWh.

Inicio del mercado a plazo en MIBGAS Derivatives

El martes **24 de abril de 2018** el operador de mercado MIBGAS Derivatives inició la negociación de productos de gas natural a plazo con entrega física mensuales (con vencimiento superior al mes siguiente, para los casos de Mes+2 y Mes+3), trimestrales (para los 4 trimestres posteriores al trimestre actual), semestrales (para los tres semestres posteriores al actual, y periodos de verano o invierno) y anuales (para los dos años posteriores al año actual). Por su parte, OMIClear ha actuado como la cámara de compensación y liquidación de las transacciones realizadas en este mercado organizado a plazo, y Axpo Iberia ha actuado como creador de mercado en el mismo hasta el 31 de diciembre 2018.

El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives en 2018 fue de **1.998 GWh**. En relación al número de participantes en el Mercado Organizado de gas a plazo, a finales de diciembre de 2018, 18 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el mercado a plazo, estando todos ellos ya dados de alta en el mercado spot.

La negociación en cada producto se presenta de forma mensual en la siguiente tabla:

Mes	M+2	Q+1	Q+2	S+1	S+2	Y+1	Volumen total MIBGAS Derivatives (MWh)
Abril 2018	6.000	-	-	-	-	36.500	42.500
Mayo 2018	24.800	18.400	-	-	-	73.000	116.200
Junio 2018	-	18.400	-	-	-	-	18.400
Julio 2018	2.400	-	-	-	-	73.000	75.400
Agosto 2018	12.400	-	-	18.200	-	3.650	34.250
Septiembre 2018	75.000	289.800	13.500	-	-	109.500	487.800
Octubre 2018	41.850	292.500	-	20.130	-	83.950	438.430
Noviembre 2018	254.510	12.600	-	43.920	-	135.050	446.080
Diciembre 2018	59.360	7.200	-	-	9.150	262.800	338.510
TOTAL	476.320	638.900	13.500	82.250	9.150	777.450	1.997.570

El producto más negociado es el producto Año+1, con un 38,9% del volumen total negociado, seguido del producto Trimestre+1, con un 32,0% del volumen, y del producto Mes+2, con un 23,8% del volumen. A mayor distancia se sitúan el producto Semestre+1, con un 4,1% del volumen, el Trimestre+2 (0,7%) y el Semestre+2 (0,5%).

2. Hechos relevantes. Diciembre 2018

Evolución de la demanda de gas en España en el mes de diciembre 2018

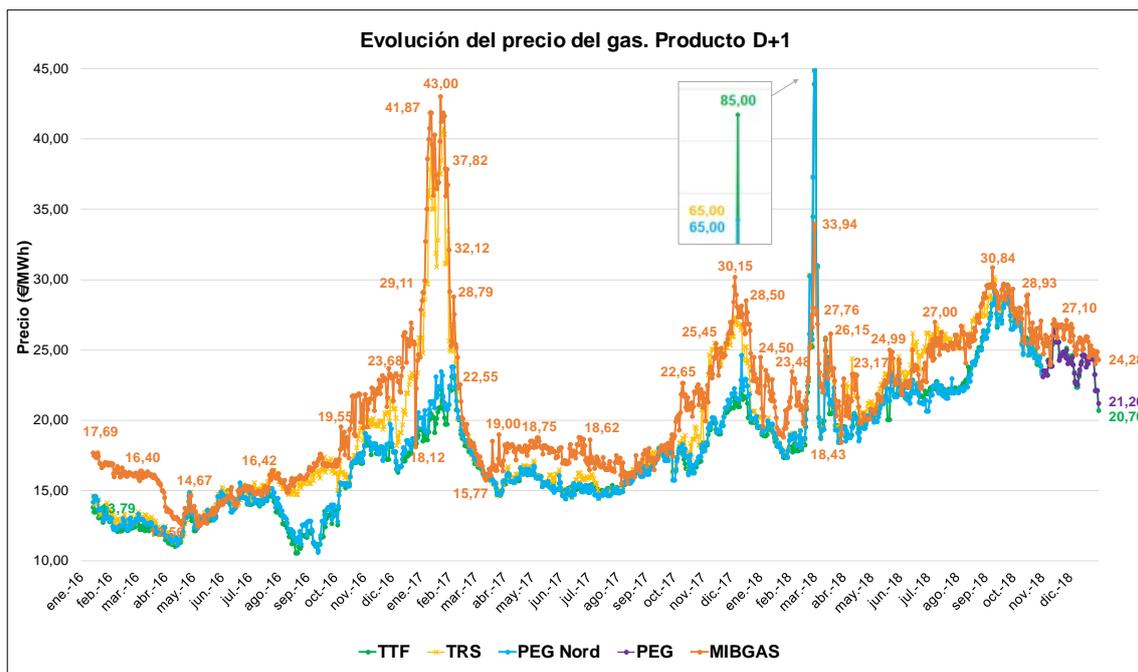
La demanda de gas natural en España en diciembre de 2018 presenta un descenso del 6,4% respecto al mismo mes del año 2017, debido a la menor demanda tanto convencional como para el sector eléctrico. De acuerdo con las estimaciones de ENAGAS, el mes de diciembre finalizó con una demanda de 35.098 GWh.

La demanda convencional presenta un descenso del 6,2% respecto al mismo mes de 2017. Por su parte, el consumo de gas natural para generación eléctrica experimenta un descenso del 7,1%.

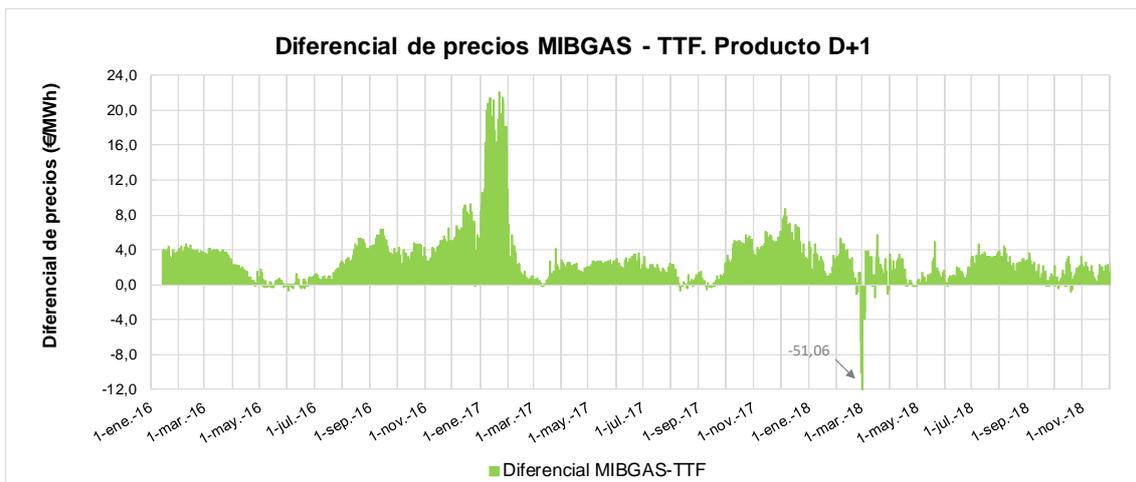
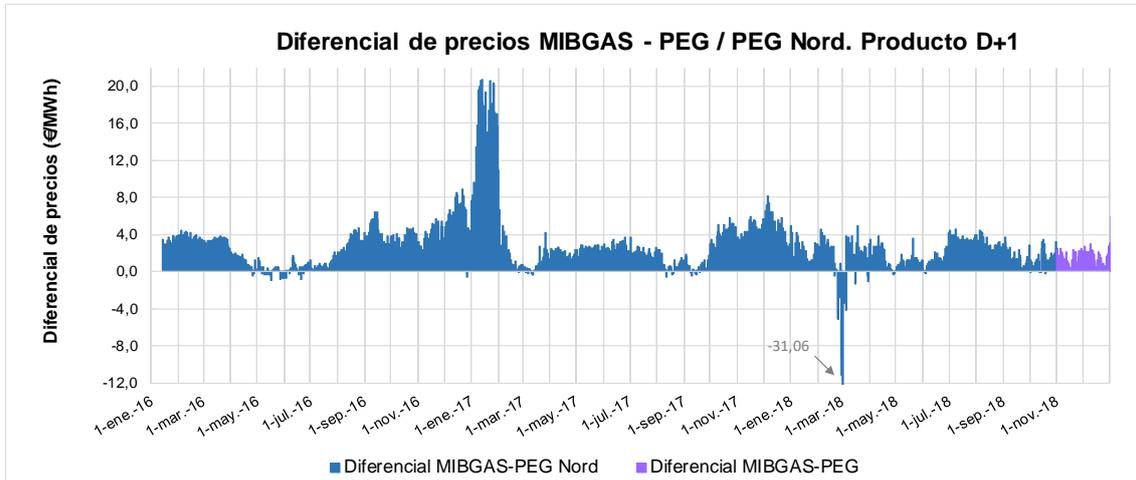
Los AASS se encuentran a fin de mes al 72% de su capacidad de llenado, un 1,1% más que en la misma fecha del año anterior. Por otra parte, las existencias de GNL en tanques marcan una media mensual del 68%.

En diciembre de 2018 el precio del gas en MIBGAS disminuye hasta el entorno de los 25,3 €/MWh

Durante el mes de diciembre de 2018 el precio promedio mensual del producto D+1 disminuye hasta los **25,29 €/MWh** (-0,77 €/MWh respecto a noviembre). MIBGAS inicia el mes a 25,6 €/MWh, con precios en torno a 1,4 €/MWh por encima del resto de mercados europeos, y el diferencial se reduce hasta el último tercio del mes a la vez que se va reduciendo el precio. El diferencial con el resto de mercados europeos aumenta al final del mes hasta situarse por encima de los 3,0 €/MWh, finalizando MIBGAS con un precio en torno a los 24,3 €/MWh.



En las siguientes gráficas se puede observar el diferencial de precios entre el mercado español y los mercados europeos PEG (antes PEG Nord/TRS) y TTF:



Disminuye el coste de las importaciones de gas

El coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española en diciembre de 2018 disminuye 0,14 €/MWh respecto al mes anterior.

De acuerdo con los datos de aduanas procesados por la CNMC, el precio medio mensual de aprovisionamiento español se sitúa en **21,87 €/MWh**, inferior en casi 2,6 €/MWh al precio del gas spot para el mismo mes en el NBP, que ha promediado un precio de 24,46 €/MWh. El precio de las importaciones de gas por gasoducto en España disminuye ligeramente respecto del mes anterior, situándose en 22,78 €/MWh, y continúa por encima del precio de las importaciones de GNL (21,19 €/MWh).

Evolución de los precios internacionales de gas en el mes de diciembre

En este mes, los precios medios de gas en los mercados centroeuropeos (TTF, Peg) disminuyen ligeramente, hasta alrededor de 23,8 €/MWh. El precio del GNL en el mercado asiático disminuye considerablemente, mientras que el precio del Henry Hub experimenta un moderado descenso respecto al mes anterior.

	Noviembre 2018	Diciembre 2018	Diferencia
Petróleo Brent	33,37 €/MWh	28,91 €/MWh	-13,37%
Gas Natural – Henry Hub (USA)	12,44 €/MWh	11,90 €/MWh	-4,34%
Gas Natural – NBP (Reino Unido)	24,93 €/MWh	24,46 €/MWh	-1,92%
Gas Natural – Noreste Asia GNL	30,75 €/MWh	27,22 €/MWh	-11,47%
Gas Natural – Aduana española	22,00 €/MWh	21,87 €/MWh	-0,63%
Gas Natural – Mibgas (D+1)	26,05 €/MWh	25,29 €/MWh	-2,94%

Resumen de precios medio mensuales de los mercados spot de petróleo y gas natural

En el mes de diciembre, el precio medio del gas en el mercado spot del Reino Unido disminuye un 1,92% respecto a los valores del mes anterior. El precio del mercado spot de GNL en el mercado asiático disminuyó en diciembre de 2018 un 11,47%, situándose el promedio mensual en 27,22 €/MWh, en un nivel de precios parecido al de febrero de 2018.

En el mercado norteamericano, en diciembre, los precios en el Henry Hub (en moneda local) disminuyen hasta los 3,97 \$/MMBtu (11,90 €/MWh), alcanzando un mínimo de 3,10 \$/MMbtu (9,27 €/MWh) el día 27 de diciembre.

Enagás completa la compra del gestor griego Desfa

Enagás cerró en diciembre la compra del 66% del capital de Desfa, el gestor público griego del sistema gasista, formando parte de un consorcio internacional junto con las empresas Snam (Italia) y Fluxys (Bélgica), por un total de 535 millones de €. El consorcio ganó la licitación para la privatización del gestor en abril a través de la sociedad Senfluga Energy Infrastructure Holding, la cual fue iniciada por el gobierno griego para hacer frente a la situación financiera del país. Desfa posee y opera una red de transporte de unos 1.500 km de gasoductos de alta presión y una planta de regasificación en Revithoussa.

Shell comienza a hacer operaciones de bunkering

En diciembre la empresa Shell realizó el primer suministro “ship to ship” de gas natural licuado al megacrucero “AIDAnova”, en el puerto de Santa Cruz de Tenerife. Para ello ha desplazado al buque “Cardissa” desde su base de operaciones en Rotterdam (Holanda) en la terminal de Gate, con un cargamento total de 6.500 metros cúbicos.

3. Supervisión del mercado internacional de gas y el aprovisionamiento a España

3.1. Hechos relevantes del mercado internacional de gas

Resumen de la evolución del mercado de GNL en 2018

La producción mundial de GNL volvió a aumentar un 8,6% en el año 2018, situándose en 314,7 millones de toneladas. Los mayores incrementos de producción se producen en Australia (+12 mt), EEUU (+7,9 mt) y Rusia (+7,2 mt).

Catar se mantiene como primer exportador mundial, con 76,8 mt, seguido de Australia con 67,4 mt. Con la puesta en funcionamiento de los trenes 1 y 2 de la planta de Ichthys en el cuarto trimestre de 2018, Australia alcanza una capacidad nominal de licuación de 83,2 mtpa, superando la capacidad nominal de Qatar (77,5 mtpa), y probablemente igualará su producción en 2019.

También crece la capacidad de licuación en EEUU en 2018, con la puesta en funcionamiento de la terminal de Corpus Christi en Tejas y la ampliación de Sabine Pass (Lusiana). A finales de 2018, EEUU contaba ya con una capacidad nominal de 32,3 Mtpa y se sitúa como cuarto productor mundial, con 20,5 mt, detrás de Malasia. Además, se prevé que durante 2019 se pongan en funcionamiento nuevos trenes de licuación en Corpus Christi, Cameron y Freeport, lo que podría aumentar la producción hasta 40 mt, y situar a EEUU como tercer productor mundial.

El incremento de la producción de Rusia (7,3 mtpa) procede de la planta de Yamal, puesta en funcionamiento a finales de 2018. La mayoría de los cargamentos se destinaron a Europa (61%), y el resto se reparten entre Asia (24%), Oriente Medio (7%) y América (7%).

Por otra parte, también aumentó la producción de Angola, Oman y Noruega por las menores paradas por mantenimiento, y Egipto ha reanudado las exportaciones (1,5 mtpa en 2018).

En relación con los países importadores de gas, China sigue siendo el principal destino de los incrementos de producción de GNL, y sus importaciones crecen un 39% en 2018, hasta 53,8 mt (+15 mt), lo que la sitúa ya como segundo país importador, solo superada por Japón (82,8 mt), cuyas importaciones se mantienen sin variaciones en 2018. También han crecido de manera importante (+17%) las importaciones de Corea del Sur, el tercer importador mundial, para cubrir la bajada de la producción de las nucleares y el menor uso del carbón en periodos de alta polución.

En Europa, las importaciones de GNL crecieron un 7% en 2018, hasta 48,6 mt. Aunque en los primeros 9 meses, las importaciones de GNL se situaron por debajo de los niveles de 2017, al reducirse el diferencial de precios entre Asia y Europa en el cuarto trimestre se produce un crecimiento muy importante de las

importaciones de GNL en los mercados europeos más flexibles (Reino Unido, Holanda y Bélgica). España sigue siendo el principal importador europeo, seguido de Francia y Turquía.

La Comisión Europea multa al transportista y al suministrador estatal de Bulgaria

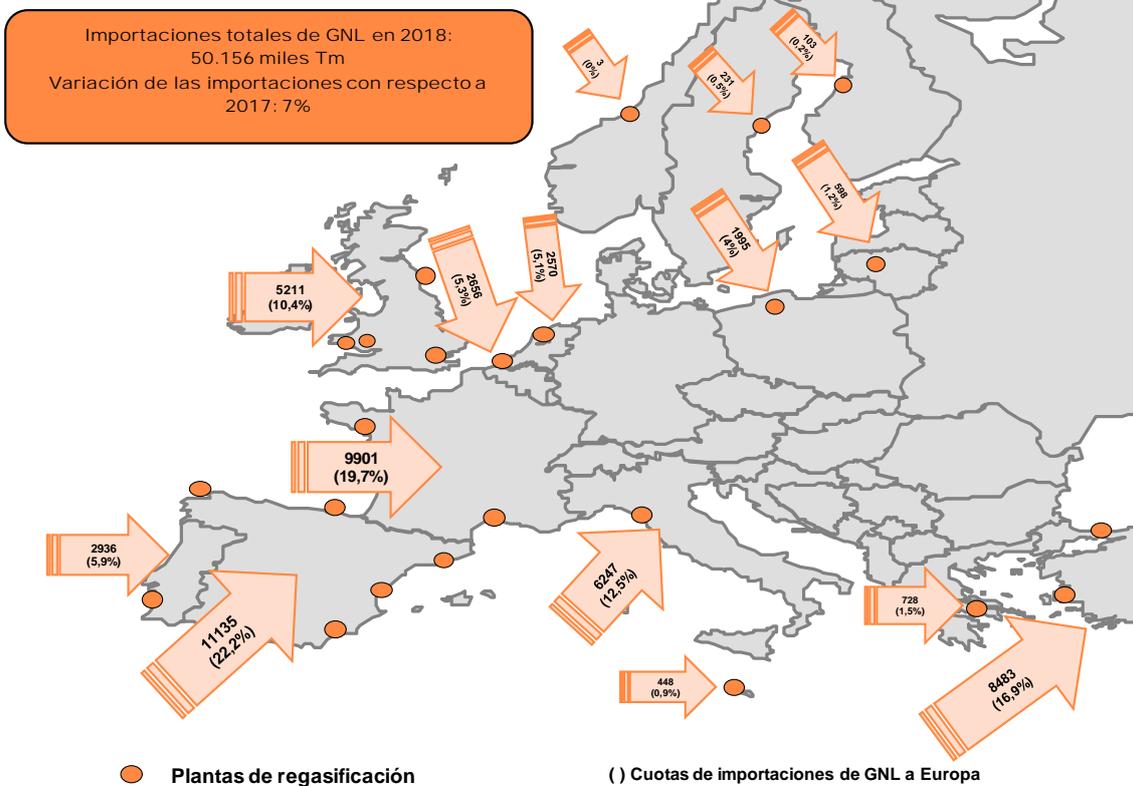
En diciembre la Comisión Europea impuso una multa de 77 millones de euros al holding estatal de energía búlgaro BEH y a sus dos subsidiarias Bulgargaz y Bulgartransgaz por bloquear el acceso de terceras compañías a las infraestructuras de la red de gas natural de Bulgaria, más concretamente al gasoducto de importación de gas al país y a las instalaciones de almacenamiento de gas. Esta conducta ha sido considerada como abuso de posición dominante.

3.2. Abastecimiento de gas natural licuado en Europa

Importaciones de GNL en Europa

El aprovisionamiento de GNL a Europa durante el año 2018 aumenta un 7,0% respecto al año 2017. España es el primer importador de GNL en Europa en 2018, con un 22,2%, seguido de Francia con un 19,7% y Turquía con un 16,9%, siendo Turquía y España los países que más GNL han importado durante el mes de diciembre.

Importaciones de GNL a Europa



Abastecimientos para el año 2018

Cuadro 1. Abastecimiento de GNL en Europa por país importador (miles t)

Enero - Diciembre 2018	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total 2018	Total 2018
													miles t	%
Bélgica	99	61	61	145	346	254	258	413	74	499	227	219	2.656	5,3%
Francia	762	528	789	838	912	777	888	767	569	841	1.196	1.034	9.901	19,7%
Grecia	81	85	30	0	0	63	46	73	63	31	93	163	728	1,5%
Italia	387	252	589	440	517	503	504	444	444	632	848	687	6.247	12,5%
Lituania	0	0	31	63	126	63	63	0	126	0	63	63	598	1,2%
Malta	58	0	69	0	0	60	0	71	57	76	0	57	448	0,9%
Finlandia	7	7	9	8	16	4	8	0	16	0	16	12	103	0,2%
Noruega	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0,0%
Portugal	274	156	236	142	206	190	317	182	301	316	342	274	2.936	5,9%
Polonia	95	92	184	186	157	252	190	184	92	184	156	223	1.995	4,0%
España	1.068	750	676	912	796	926	901	931	818	1.173	926	1.258	11.135	22,2%
Holanda	0	137	74	214	304	169	33	0	287	344	606	402	2.570	5,1%
Turquía	1.458	1.208	793	399	483	319	353	349	259	463	800	1.599	8.483	16,9%
Reino Unido	70	117	362	601	190	394	243	175	236	734	909	1.180	5.211	10,4%
Suecia	20	27	13	24	16	28	16	24	16	11	16	20	231	0,5%
Re-exportaciones	-436	-540	-336	-7	-88	-25	-444	-622	-346	-139	-16	-90	-3.089	-6,2%
Total	3.943	2.880	3.583	3.965	3.981	3.977	3.376	2.991	3.012	5.165	6.182	7.101	50.156	100%

Fuente: The European Waterborne LNG Report

3.3. Abastecimiento de gas natural al sistema gasista español en diciembre de 2018

En el mes de diciembre de 2018, el abastecimiento total al sistema gasista nacional fue de 39,32 TWh, incluyendo el tránsito hacia Portugal. El volumen de abastecimiento presenta este mes un aumento del 5,5 % respecto al mismo mes del año pasado.

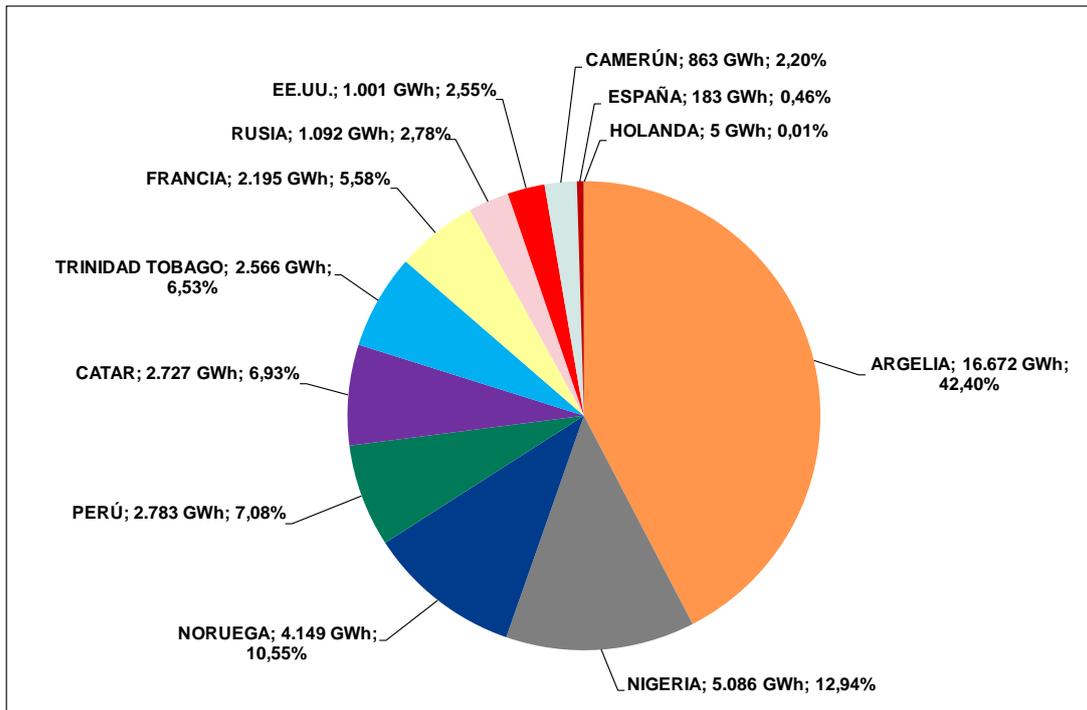
En el total del año 2018, las importaciones con destino a España se han realizado desde un conjunto de quince países. El principal país aprovisionador es Argelia, con un porcentaje del 51,2%. A continuación, como países más importantes en la estructura de aprovisionamiento se encuentran Nigeria (11,7%), Catar (9,6%), Noruega (9,1%) y Trinidad y Tobago (6,2%). Cabe destacar la bajada de gas natural importado desde Perú (-20,3 TWh), EE.UU. (-5,5 TWh), Francia (-4,2 TWh) y Noruega (-2,8 TWh) respecto al mismo periodo del año pasado, y el aumento significativo de las importaciones desde Argelia (+12,9 TWh), Trinidad y Tobago (+18,1 TWh) y Rusia (+9,8 TWh).

Cuadro 2. Abastecimiento de gas natural por países

Procedencia	Año 2017	Año 2017	Año 2018	Año 2018	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre
	GWh	%	GWh	%	2017	2017	2018	2018
					GWh	%	GWh	%
ARGELIA	188.009	48,25%	200.948	51,23%	20.032	53,76%	16.672	42,40%
NIGERIA	48.592	12,47%	45.968	11,72%	1.855	4,98%	5.086	12,94%
QATAR	38.950	10,00%	37.687	9,61%	5.007	13,44%	2.727	6,93%
NORUEGA	38.597	9,91%	35.810	9,13%	3.470	9,31%	4.149	10,55%
TRINIDAD TOBAGO	6.117	1,57%	24.242	6,18%	0	0,00%	2.566	6,53%
PERÚ	39.505	10,14%	19.174	4,89%	4.711	12,64%	2.783	7,08%
FRANCIA	15.525	3,98%	11.363	2,90%	1.144	3,07%	2.195	5,58%
RUSIA	0	0,00%	9.761	2,49%	0	0,00%	1.092	2,78%
EE.UU.	8.543	2,19%	3.020	0,77%	1.017	2,73%	1.001	2,55%
ESPAÑA	408	0,10%	1.064	0,27%	25	0,07%	183	0,46%
ANGOLA	3.111	0,80%	1.016	0,26%	0	0,00%	0	0,00%
BÉLGICA	0	0,00%	896	0,23%	0	0,00%	0	0,00%
CAMERÚN	0	0,00%	863	0,22%	0	0,00%	863	2,20%
REPÚBLICA DOMINICANA	0	0,00%	338	0,09%	0	0,00%	0	0,00%
PORTUGAL	15	0,00%	94	0,02%	0	0,00%	0	0,00%
HOLANDA	1.133	0,29%	5	0,00%	0	0,00%	5	0,01%
EGIPTO	1.127	0,29%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Total general	389.632	100%	392.249	100%	37.262	100%	39.322	100%

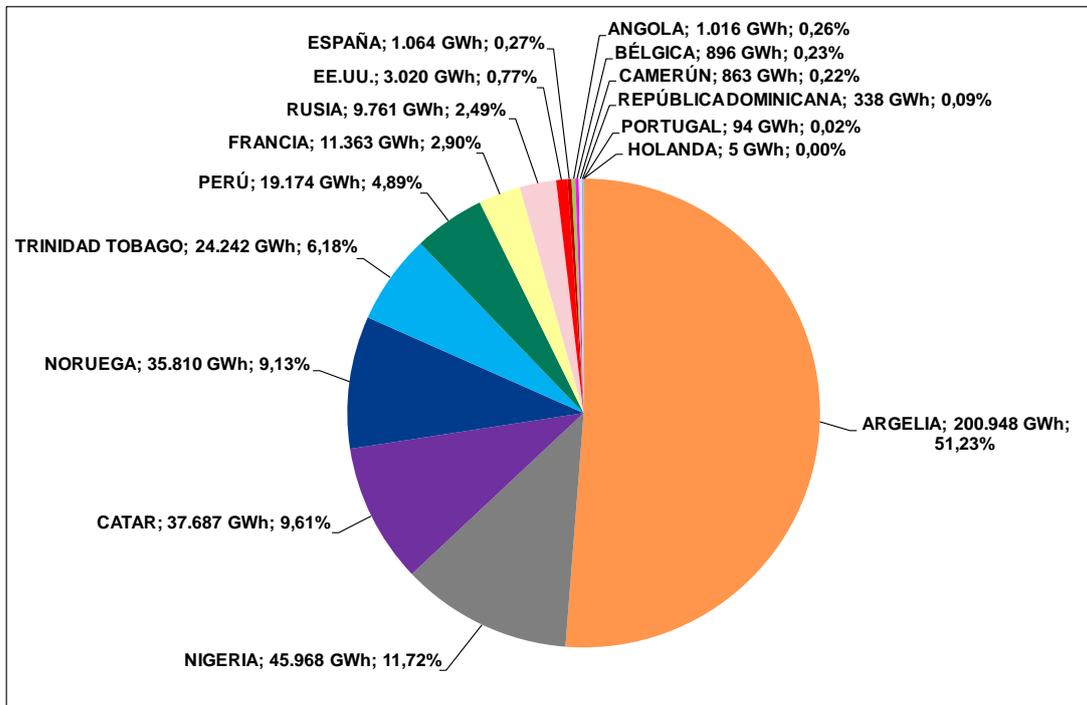
Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08

Gráfico 1. Abastecimiento de gas natural por países¹. Diciembre 2018



Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08

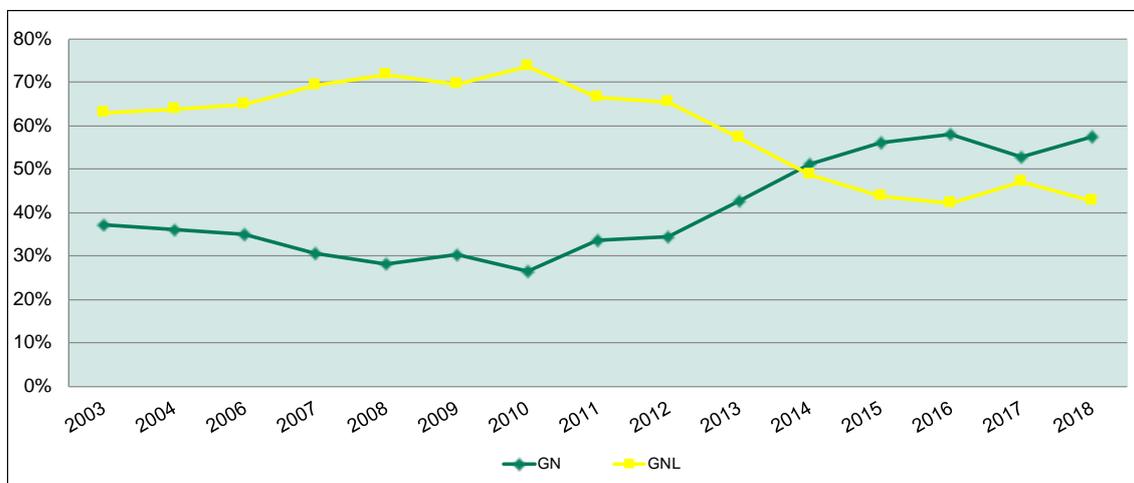
Gráfico 2. Abastecimiento de gas natural por países. Año 2018



Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08

¹ Las cantidades de gas asignadas a Portugal, Bélgica, Francia se corresponden con importaciones de gas de terceros países, que tienen entrada en la Unión Europea a través de la aduana de Portugal, Bélgica o Francia, o bien se adquieren en el mercado spot, y posteriormente se transporta desde estos países hasta España.

Cuadro 3. Evolución de las importaciones por tipo de suministro



Fuente: ENAGAS y CNMC

Cuadro 4. Evolución de las importaciones por tipo de suministro

GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GN	125.235	106.575	134.635	136.495	157.500	196.461	205.134	212.821	212.342	205.717	225.375
GNL	334.435	305.671	269.425	264.495	237.652	171.927	178.815	152.294	153.139	183.915	166.874
TOTAL	459.670	412.246	404.060	400.990	395.152	368.388	383.949	365.115	365.481	389.632	392.249

Fuente: ENAGAS (incluye GN y GNL con destino final a otros países) y Resolución MITyC 15/12/08

Comparado con el año anterior, las importaciones totales de gas natural a España en 2018 han aumentado un 0,7%; habiendo aumentado considerablemente las importaciones de gas por gasoducto (9,6%) y disminuido las importaciones de GNL (-9,3%).

En 2018, las importaciones por gasoducto han supuesto un 57,5% del total, mientras que las importaciones de GNL han supuesto un 42,5%.

3.4. Evolución mensual del abastecimiento de gas natural a España por países

Cuadro 5. Evolución mensual del abastecimiento de gas natural por países

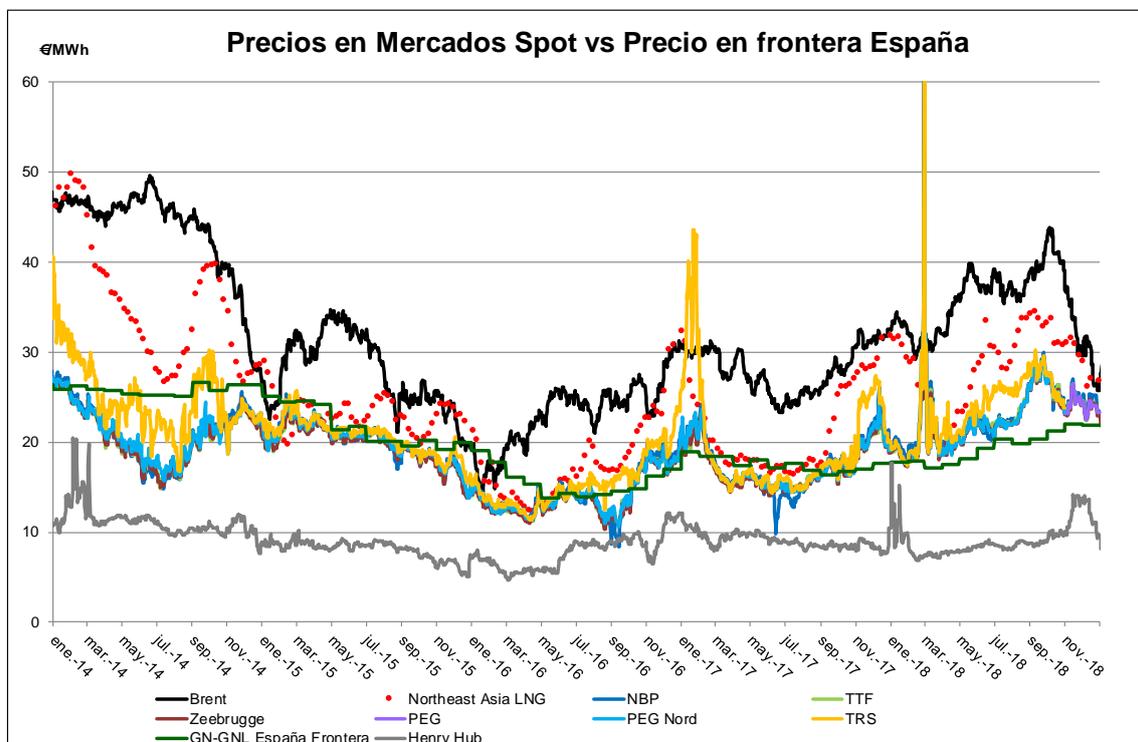
AÑO 2018	ANGOLA	ARGELIA	BÉLGICA	CAMERÚN	EE.UU.	ESPAÑA	FRANCIA	HOLANDA	NIGERIA	NORUEGA	PERÚ	PORTUGAL	CATAR	REPÚBLICA DOMINICANA	RUSIA	TRINIDAD TOBAGO	Total
Enero		21.847				18	1.096		6.793	2.624	1.700		1.776		1.030	887	37.769
Febrero		19.582				12	1.125		2.542	3.829	1.786	10	2.704				31.589
Marzo		19.583				7	1.367		3.419	2.621	714		2.695			1.813	32.219
Abril	1.016	17.116				58	401		3.014	2.638		17	4.581		1.102	2.670	32.614
Mayo		16.417				97	292		3.698	1.855			5.055			2.735	30.148
Junio		17.979				125	50		3.737	2.979	876		1.816		1.112	3.394	32.070
Julio		14.480				126	118		2.907	2.086	3.937	19	2.699		1.109	1.699	29.181
Agosto		14.788	896		950	128	208		1.828	3.958	1.776		3.182			2.560	30.273
Septiembre		13.763	0,5			102	1.226		3.725	2.147	858		5.028		997	1.676	29.523
Octubre		13.397			1.069	110	1.629		3.910	3.682	2.803	48	3.668	338	2.226	1.683	34.564
Noviembre		15.323				100	1.656		5.308	3.242	1.941		1.757		1.092	2.559	32.977
Diciembre		16.672		863	1.001	183	2.195	5	5.086	4.149	2.783		2.727		1.092	2.566	39.322
Total (GWh)	1.016	200.948	896	863	3.020	1.064	11.363	5	45.968	35.810	19.174	94	37.687	338	9.761	24.242	392.249

Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08

3.6. Evolución de los precios internacionales del gas

Desde el año 2009 el mercado de gas norteamericano presenta unos niveles de precios muy inferiores al gas en el mercado europeo, principalmente como consecuencia del incremento de la producción de gas no convencional en EEUU.

El mercado asiático, muy influenciado por el precio del GNL, se situó muy por encima del precio en Europa entre 2009 y 2014. A finales de 2014 se produce un descenso importante del precio spot del GNL en Asia, paralelo a la caída del precio del Brent, reduciéndose significativamente el diferencial de precios entre Europa y Asia a partir de enero de 2015, salvo en los periodos invernales.



Brent: cotización del crudo Brent.

NE Asia LNG: precio del gas en el mercado spot asiático.

NBP (National Balancing Point): precio del gas en el mercado spot del Reino Unido.

TTF (Title Transfer Facility): precio del gas en el mercado spot de Holanda.

Zeebrugge: precio del gas en el mercado spot de Bélgica.

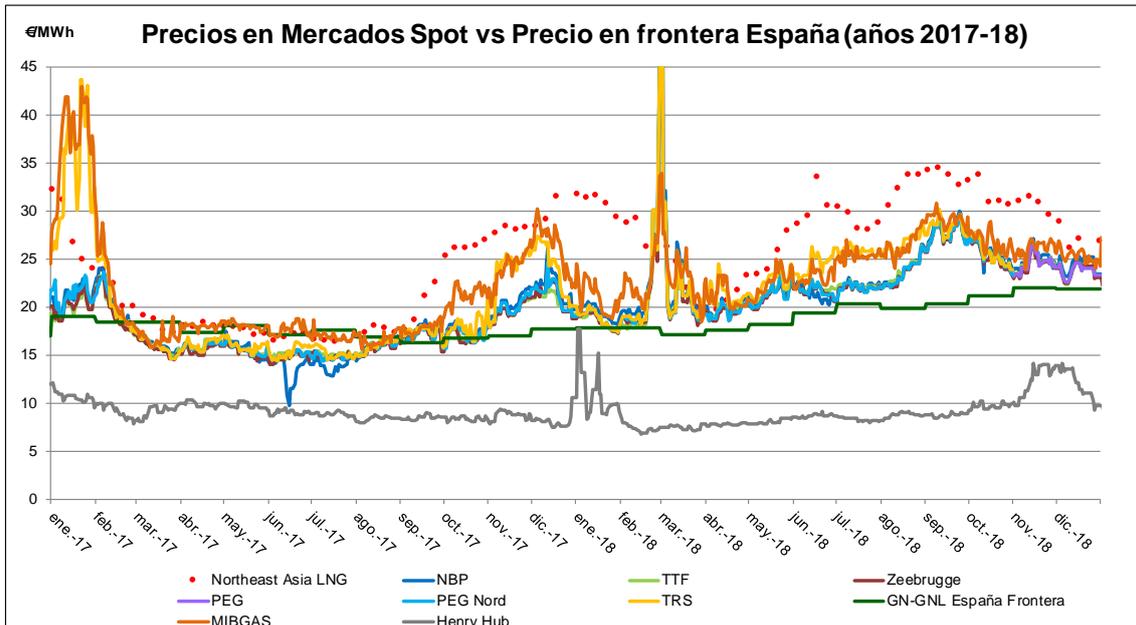
PEG (antes Peg Nord/TRS): precio del gas en el mercado spot de Francia.

GN-GNL España Frontera: Coste de aprovisionamiento de gas natural en España, calculado a partir de los datos de aduanas publicados por la Agencia Tributaria.

HH (Henry Hub): precio del gas en el mercado spot de Estados Unidos.

A efectos comparativos, todos los precios se muestran en €/MWh.

La gráfica detallada de los precios para los años 2017 y 2018 es la siguiente:

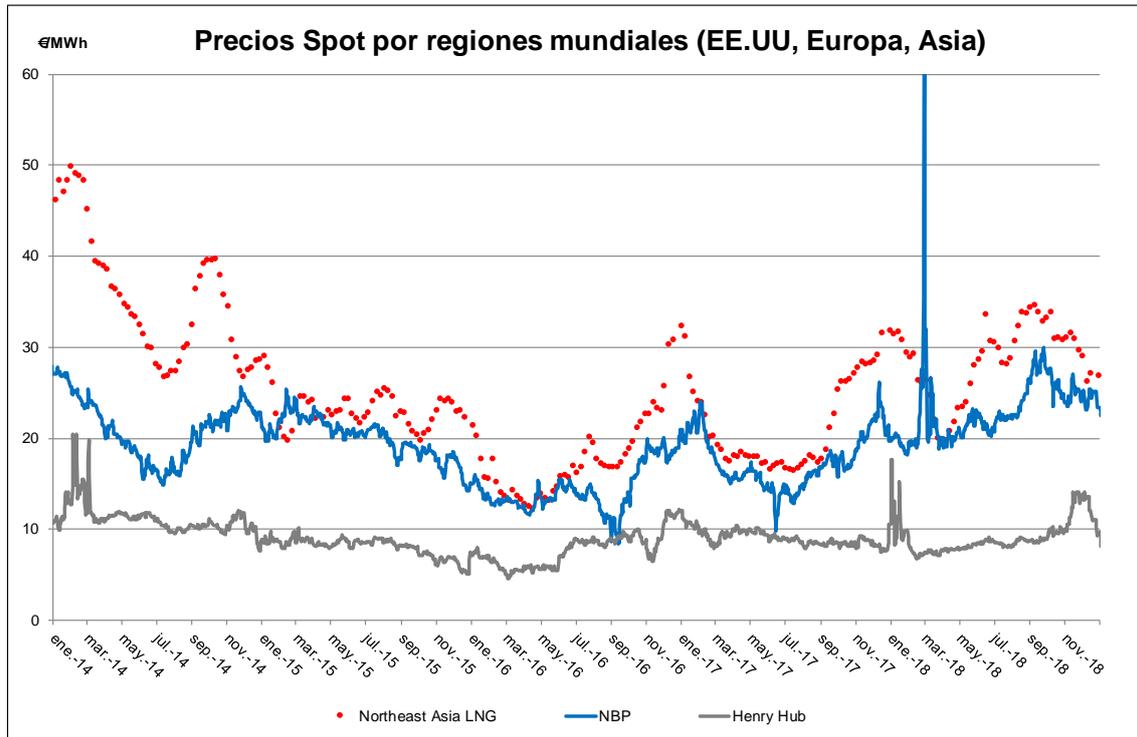


Fuente: World Gas Intelligence & Platts

En diciembre de 2018 el precio medio del barril de Brent (en \$) disminuyó un 13,2% respecto a los valores del mes anterior. La cotización máxima del mes estuvo en los 61,60 \$/Barril (31,74 €/MWh) el día 7 de diciembre. A finales de mes, los precios se encontraban en el entorno de los 50,2 \$/barril.

En este mes, el euro ha experimentado un aumento del 0,2% frente al dólar, presentando una tasa de cambio de 1,1386 \$/€ en diciembre de 2018, aproximadamente un 21,2% por debajo de los niveles máximos de 1,4442 \$/€ de abril del 2011.

En la siguiente gráfica se presenta una comparativa simplificada entre los precios de los mercados de gas de EEUU, Europa (NBP) y Asia:



Fuente: World Gas Intelligence & Platts

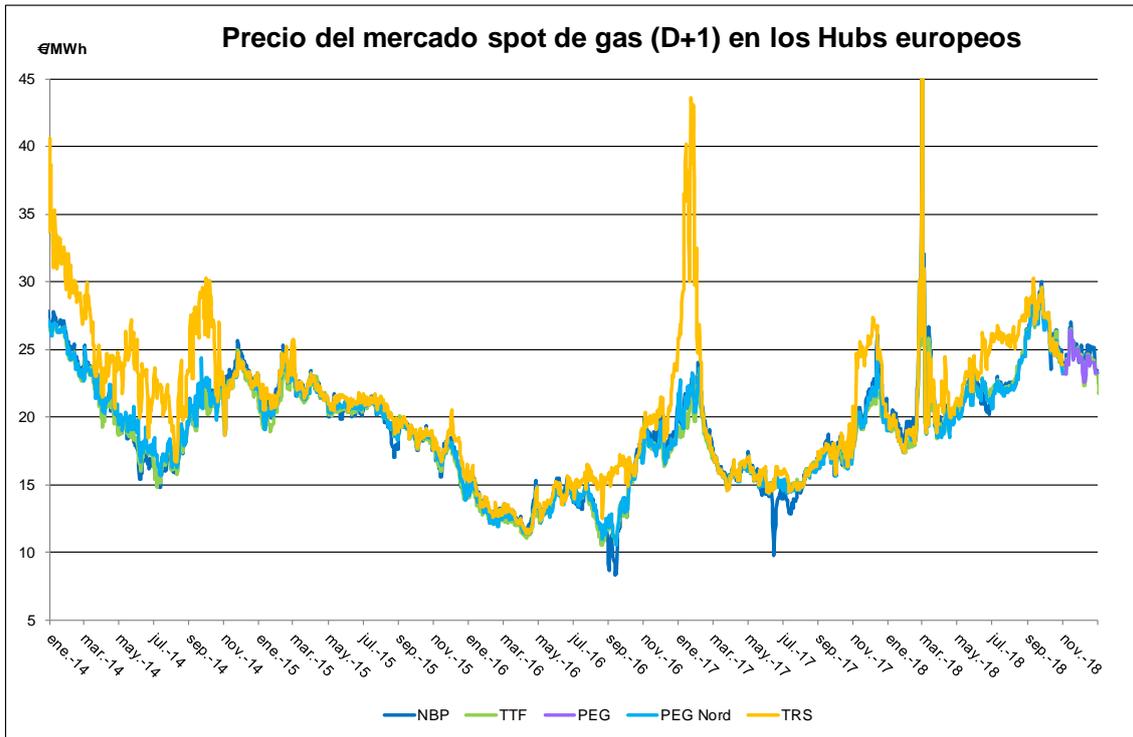
En diciembre de 2018, en Estados Unidos, los precios promedio en el Henry Hub han disminuido un 4,2% hasta los 3,97 \$/MMBtu (11,90 €/MWh), alcanzando un mínimo de 3,10 \$/MMBtu (9,27 €/MWh) el día 27 de diciembre. En el mercado de futuros NYMEX, el contrato a 3 meses cotizaba a fin de mes a 2,68 \$/MMBtu.

En este mismo mes, el precio del gas en el mercado spot del Reino Unido disminuye un 1,92% respecto a los valores del mes anterior, marcando un mínimo de 23,16 €/MWh el día 7 de diciembre. Debido a las variaciones de precios en ambos mercados y al cambio del euro, el diferencial de precios entre EEUU y Europa varía ligeramente, oscilando la diferencia del precio del gas en el NBP respecto del Henry Hub entre 9,64 y 14,95 €/MWh.

El precio medio del mercado spot de GNL en el mercado asiático en diciembre de 2018 disminuyó un 11,47%, y alcanzó los 26,81 €/MWh el día 31, situándose 3,39 €/MWh por encima del precio del NBP en ese día.

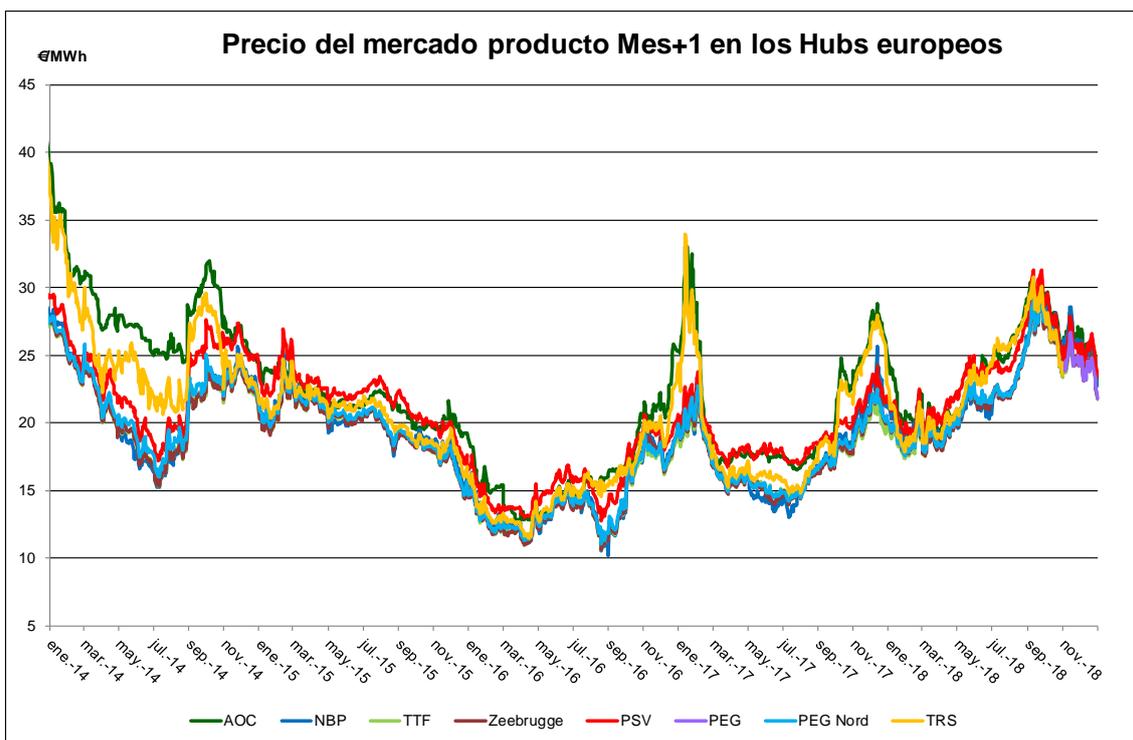
En relación con la evolución del mercado spot de gas francés, el 1 de noviembre se produjo la fusión del PEG Nord con el TRS y sólo hay un precio único para todo Francia, denominado PEG. La evolución de los precios del PEG durante el mes de diciembre de 2018 mes ha sido similar a la de los precios de otros mercados spot en Europa como el TTF o el NBP.

En la siguiente gráfica se puede observar la convergencia actual entre los principales mercados spot europeos y los periodos con desacoplamientos:



Fuente: Platts

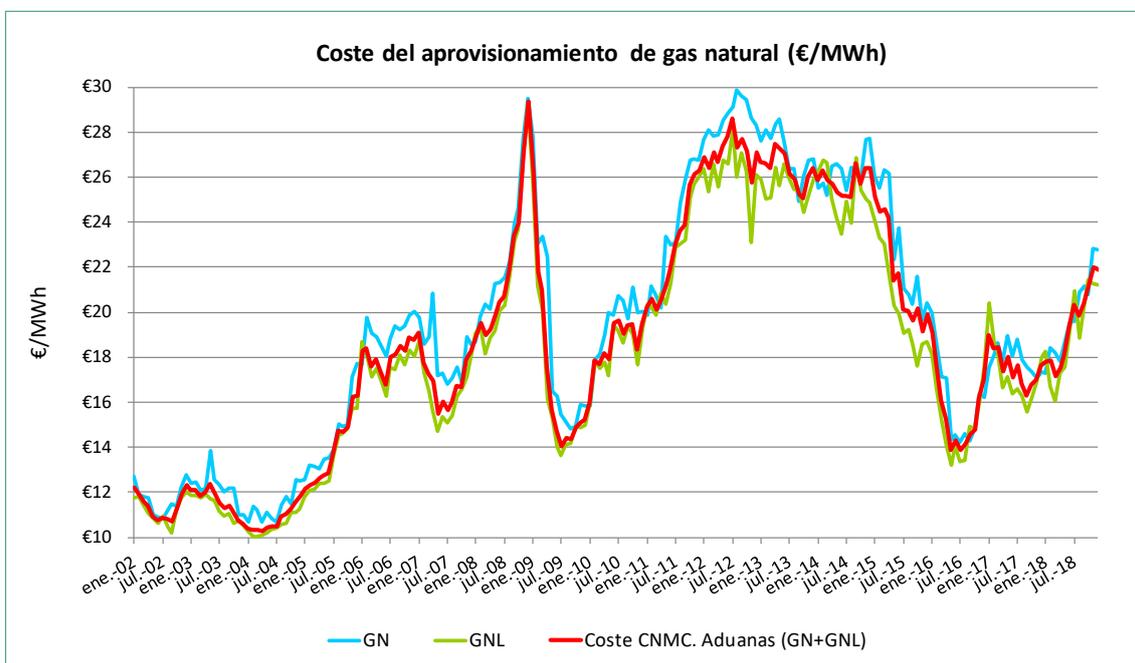
De acuerdo con los datos de ICIS, el producto mensual con entrega en el mes siguiente en el mercado español cotizaba a finales de diciembre a 23,15 €/MWh, por debajo del precio del mercado italiano PSV (23,55 €/MWh), y por encima del NBP (22,77 €/MWh) y del TTF (21,70 €/MWh).



Fuente: ICIS

3.7. Índice de coste de aprovisionamiento de gas natural en España

La CNMC ha elaborado un índice de coste de aprovisionamiento de gas natural a partir de los datos de aduanas publicados por la Agencia Tributaria. En la página web de la Agencia tributaria se publican estadísticas de comercio exterior para todos los productos registrados en aduana. Entre estos productos se encuentra el gas natural y el gas natural licuado. Los datos disponibles en la Agencia Tributaria son el volumen, precio de las transacciones declaradas en la frontera, país de procedencia y provincia de entrada del gas. El histórico de datos comienza en enero de 2002.



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia

La gráfica muestra el coste del aprovisionamiento de gas natural en frontera española, elaborado por la CNMC a partir de los datos de aduanas que publica la Agencia Tributaria.

Según las últimas estadísticas de Aduanas, el coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española comenzó a subir en el mes de julio de 2016, desde los 13,85 €/MWh hasta alcanzar casi 19 €/MWh en enero de 2017. A partir de entonces comenzó una senda decreciente durante 2017 hasta el mes de septiembre, y desde entonces ha tenido una tendencia creciente, situándose en el mes de diciembre de 2018 en **21,87 €/MWh**.

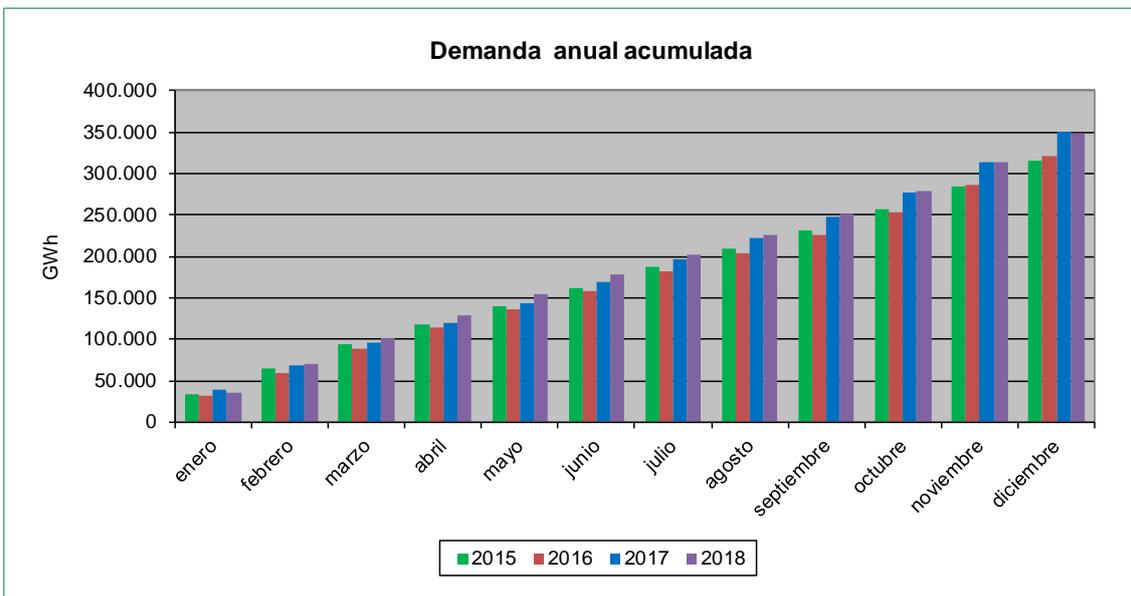
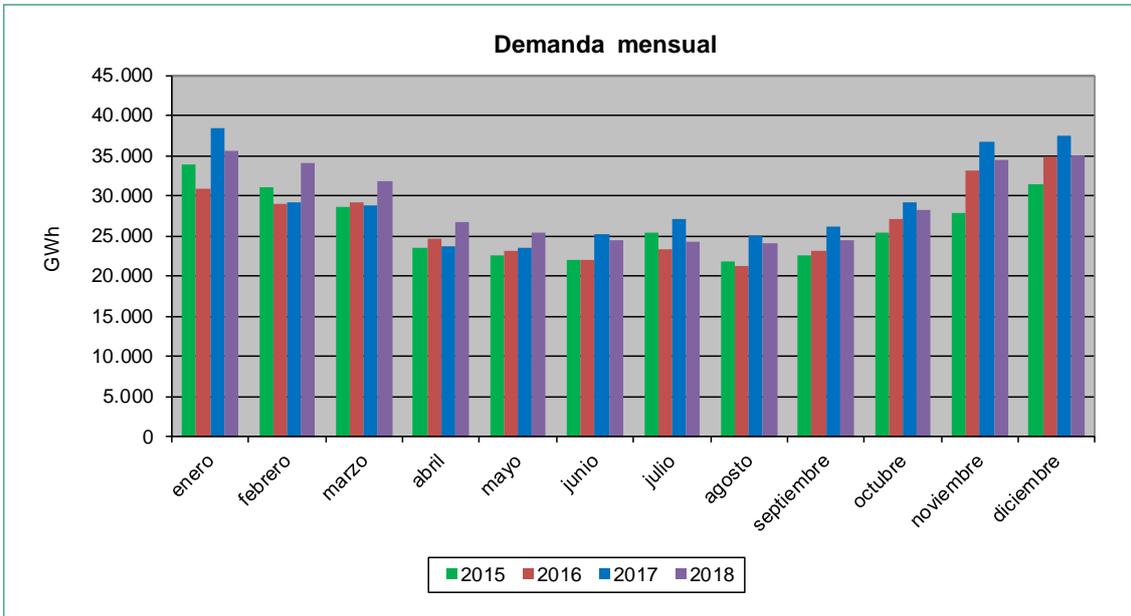
Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
ene.-10	15,957	15,848	16,011
feb.-10	17,844	17,890	17,819
mar.-10	17,698	18,050	17,563
abr.-10	18,197	18,994	17,759
may.-10	17,888	19,986	17,187
jun.-10	19,531	19,869	19,414
jul.-10	19,605	20,764	19,167
ago.-10	19,055	20,530	18,607
sep.-10	19,427	19,737	19,388
oct.-10	19,482	21,103	19,036
nov.-10	18,247	19,990	17,539
dic.-10	19,476	20,019	19,262
ene.-11	20,207	19,872	20,355
feb.-11	20,613	21,136	20,272
mar.-11	20,136	20,754	19,847
abr.-11	20,570	20,189	20,814
may.-11	21,227	23,381	20,343
jun.-11	21,892	22,974	21,247
jul.-11	22,897	23,068	22,771
ago.-11	23,425	24,879	22,740
sep.-11	23,873	25,919	23,229
oct.-11	25,653	26,732	25,078
nov.-11	26,721	28,413	25,602
dic.-11	26,298	26,764	25,976
ene.-12	26,862	27,682	26,380
feb.-12	26,413	28,105	25,354
mar.-12	27,124	27,811	26,602
abr.-12	26,655	27,894	25,552
may.-12	27,371	28,506	26,773
jun.-12	27,789	28,856	26,581
jul.-12	28,591	29,106	28,169
ago.-12	27,336	29,880	25,970
sep.-12	27,694	29,623	27,056
oct.-12	27,139	29,442	26,273
nov.-12	25,734	28,617	23,106
dic.-12	27,095	28,289	26,119
ene.-13	26,694	27,588	25,906
feb.-13	26,611	28,106	25,030
mar.-13	26,398	27,693	25,084
abr.-13	27,451	28,357	26,452
may.-13	27,286	28,574	25,604
jun.-13	27,059	27,575	26,577
jul.-13	26,116	26,354	25,922
ago.-13	25,900	26,346	25,480
sep.-13	25,200	24,942	25,400
oct.-13	25,061	26,076	24,427
nov.-13	26,040	26,728	25,172
dic.-13	26,386	26,826	25,874
ene.-14	25,877	25,502	26,284
feb.-14	26,278	25,723	26,761
mar.-14	25,867	25,176	26,644
abr.-14	25,703	26,458	25,021
may.-14	25,322	26,604	24,145
jun.-14	25,173	26,368	23,445

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
jul.-14	25,185	25,381	24,944
ago.-14	25,101	26,410	23,967
sep.-14	26,618	26,342	26,836
oct.-14	25,693	26,046	25,430
nov.-14	26,376	27,660	25,025
dic.-14	26,417	27,709	24,863
ene.-15	25,112	26,057	24,127
feb.-15	24,486	25,531	23,294
mar.-15	24,569	26,325	23,042
abr.-15	24,185	26,154	21,659
may.-15	21,401	22,336	20,313
jun.-15	21,713	23,715	19,948
jul.-15	20,107	21,038	19,060
ago.-15	20,069	20,809	19,236
sep.-15	19,603	20,337	18,629
oct.-15	20,149	21,599	17,618
nov.-15	19,144	19,664	18,563
dic.-15	19,903	20,430	18,710
ene.-16	19,115	19,954	18,159
feb.-16	17,727	18,519	16,513
mar.-16	16,093	17,137	15,212
abr.-16	15,290	17,074	14,044
may.-16	13,851	14,332	13,194
jun.-16	14,330	14,574	14,056
jul.-16	13,854	14,205	13,348
ago.-16	14,167	14,592	13,403
sep.-16	14,569	14,283	14,931
oct.-16	14,800	14,794	14,810
nov.-16	16,174	16,354	16,019
dic.-16	16,984	16,225	17,593
ene.-17	18,982	17,539	20,402
feb.-17	18,418	18,087	18,711
mar.-17	18,456	18,645	18,208
abr.-17	17,345	17,817	16,622
may.-17	18,007	18,935	17,151
jun.-17	17,118	18,065	16,380
jul.-17	17,625	18,773	16,607
ago.-17	16,851	17,904	16,274
sep.-17	16,317	17,567	15,595
oct.-17	16,779	17,357	16,205
nov.-17	16,998	17,094	16,917
dic.-17	17,657	17,329	17,970
ene.-18	17,821	17,273	18,258
feb.-18	17,843	18,436	16,707
mar.-18	17,156	18,183	16,035
abr.-18	17,545	17,802	17,271
may.-18	18,145	18,695	17,548
jun.-18	19,360	19,535	19,186
jul.-18	20,301	19,579	20,966
ago.-18	19,826	20,902	18,873
sep.-18	20,360	21,157	20,335
oct.-18	21,185	20,806	21,438
nov.-18	22,005	22,831	21,241
dic.-18	21,866	22,778	21,193

Evolución del precio de gas natural, diferenciando GN y GNL
Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia

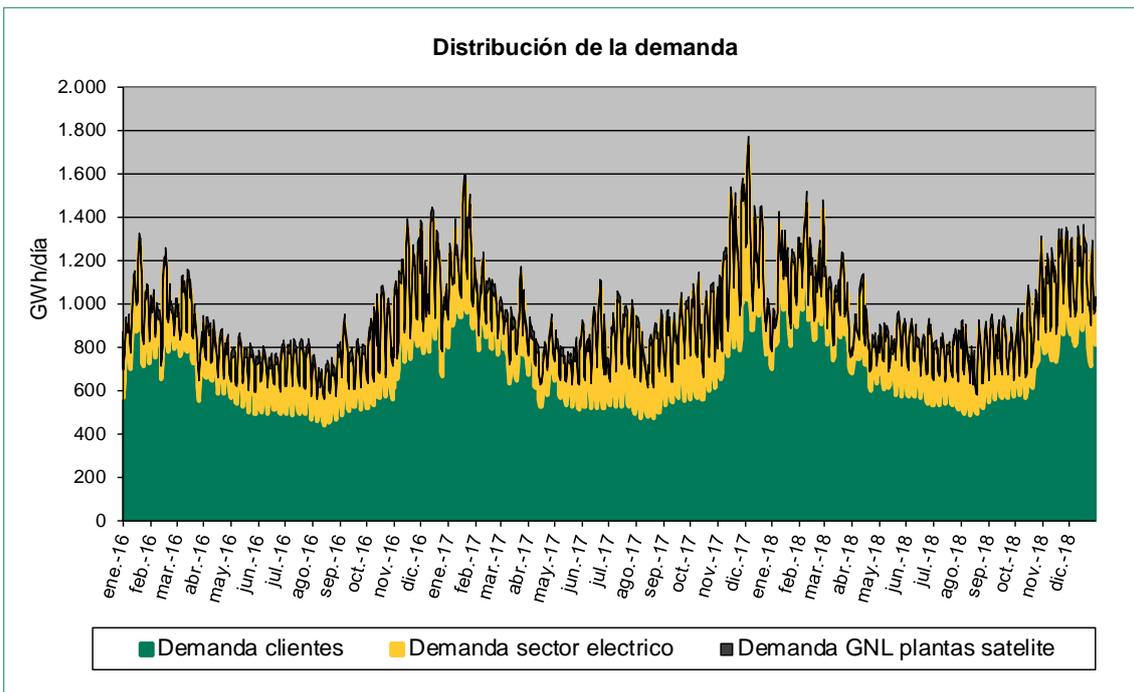
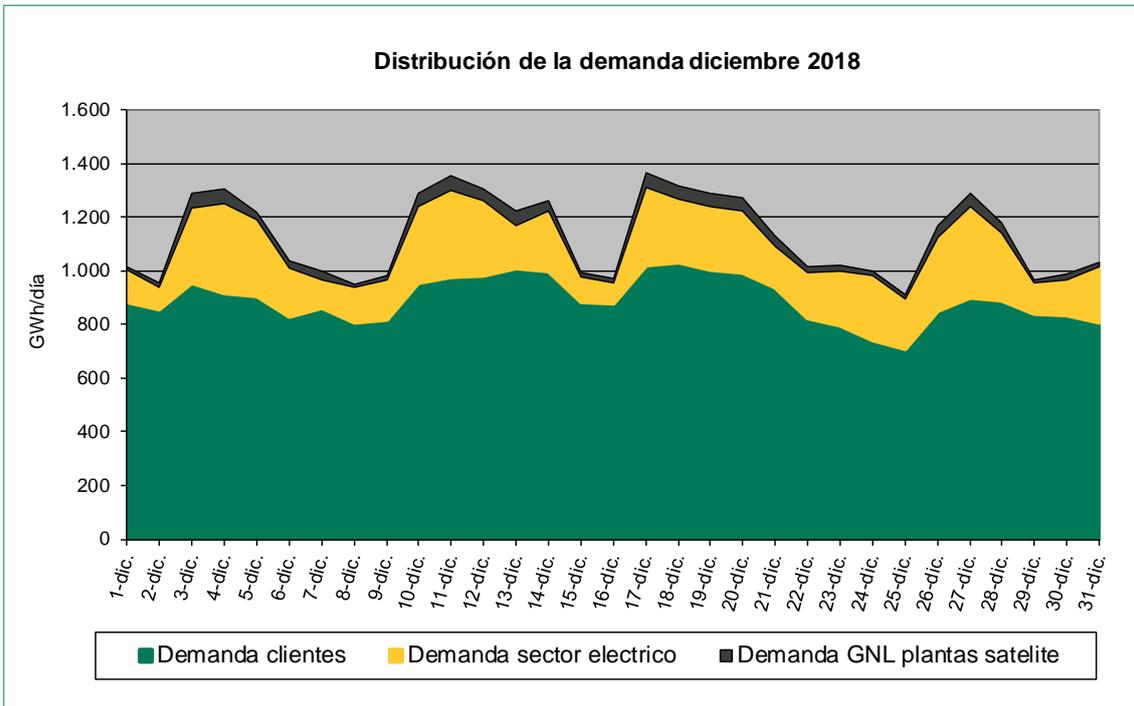
4. Supervisión del mercado de gas en España

4.1. Demanda de gas en España

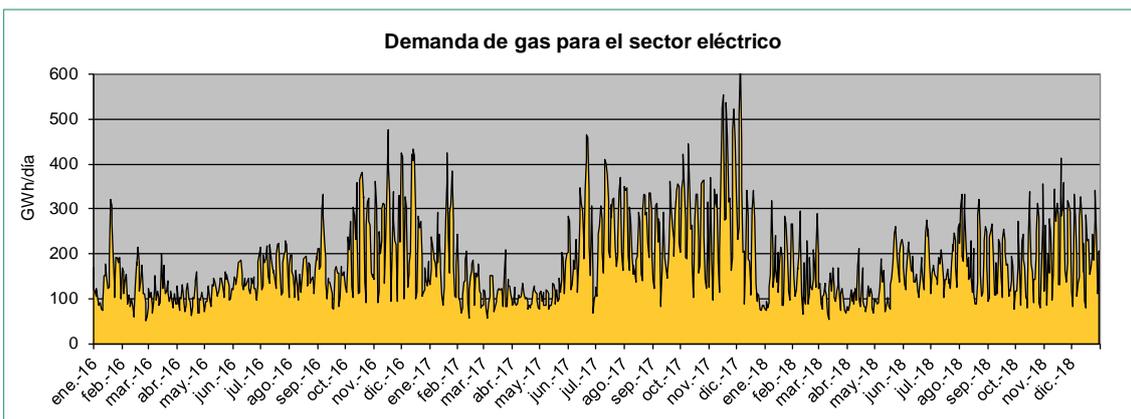
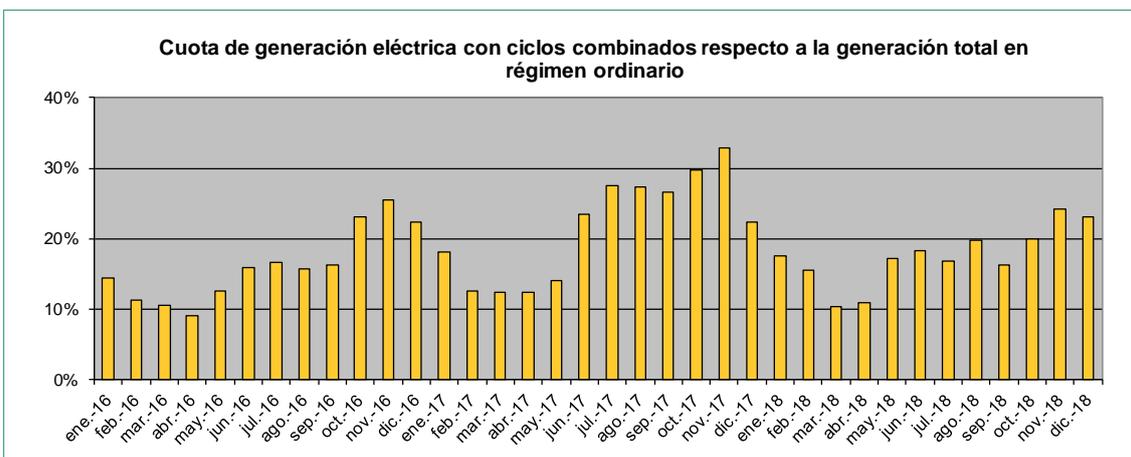
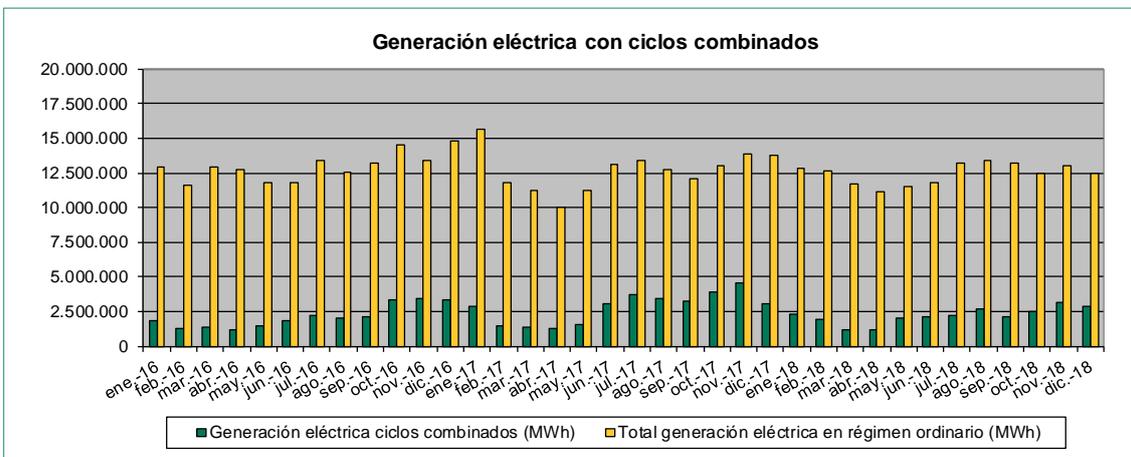


Evolución de la demanda de gas en España

La demanda de gas en diciembre de 2018 disminuyó un 6,4% respecto a la del mismo mes del año pasado, situándose en 35,10 TWh, repartiéndose entre 28,74 TWh para la demanda convencional y 6,36 TWh de demanda para el sector eléctrico.

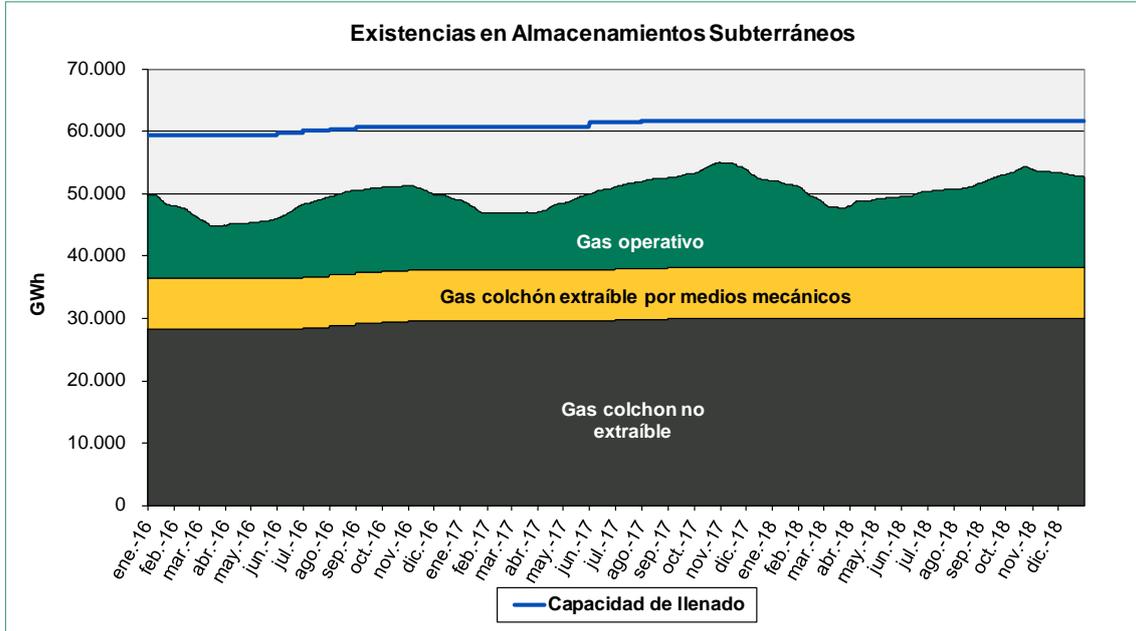


4.2. Demanda de gas para generación eléctrica

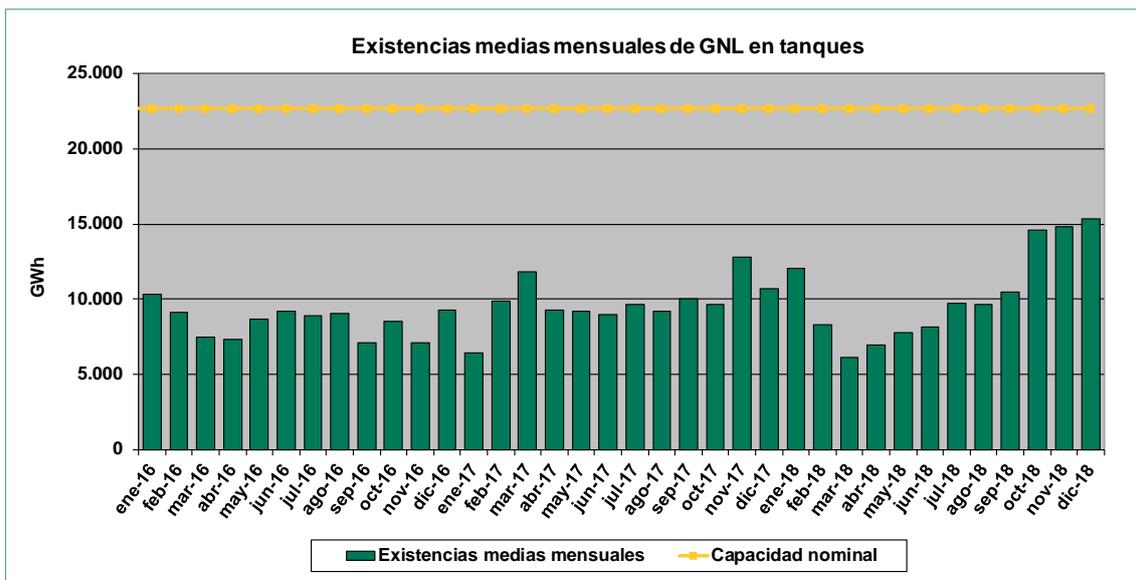


La demanda de gas para el sector eléctrico en diciembre de 2018 fue de 6,36 TWh, representando el 18,1% de la demanda total de gas, lo que supone un descenso del 7,1% respecto al mismo mes del año anterior, debido principalmente al gran aumento de generación con hidráulica, y a pesar del descenso de la generación con eólica, carbón y nuclear. En diciembre de 2018, la cuota de generación en régimen ordinario de los ciclos combinados en el sistema eléctrico español se situó en el 23,2%.

4.3. Niveles de existencias de gas en el sistema gasista



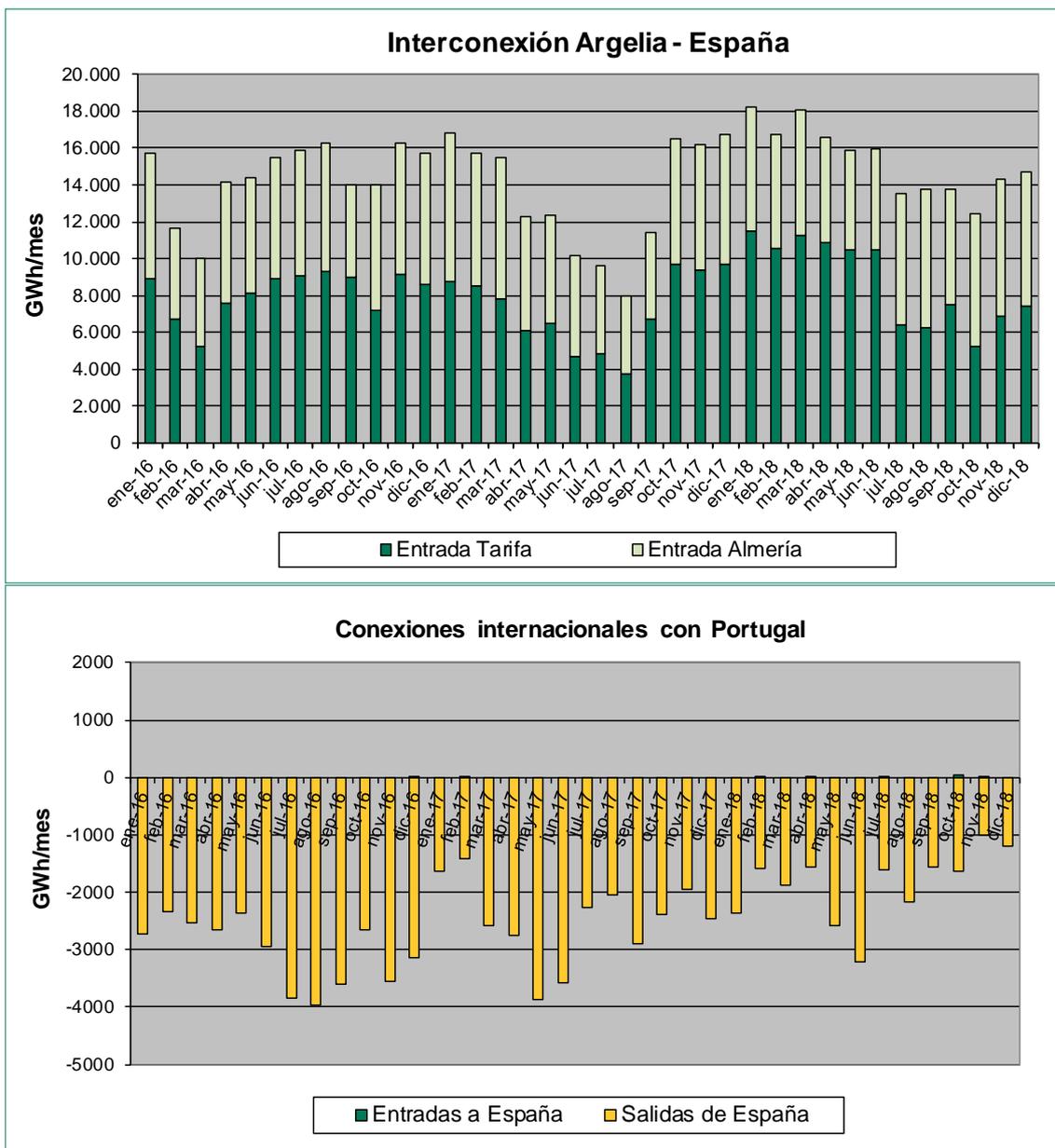
El 23 de marzo se iniciaron las operaciones de inyección para el llenado de los almacenamientos subterráneos, que se prolongaron hasta el día 23 de octubre. El 25 de octubre comenzó la extracción del gas, y a 31 de diciembre los AASS se encuentran al 72% de su capacidad de llenado, un 1,1% más que en la misma fecha del año anterior.



A 31 de diciembre, las existencias de GNL en tanques son del 70% de la capacidad nominal total de las plantas, con una media mensual del 68%.

4.4. Funcionamiento de las interconexiones internacionales

Conexiones con Argelia y Portugal



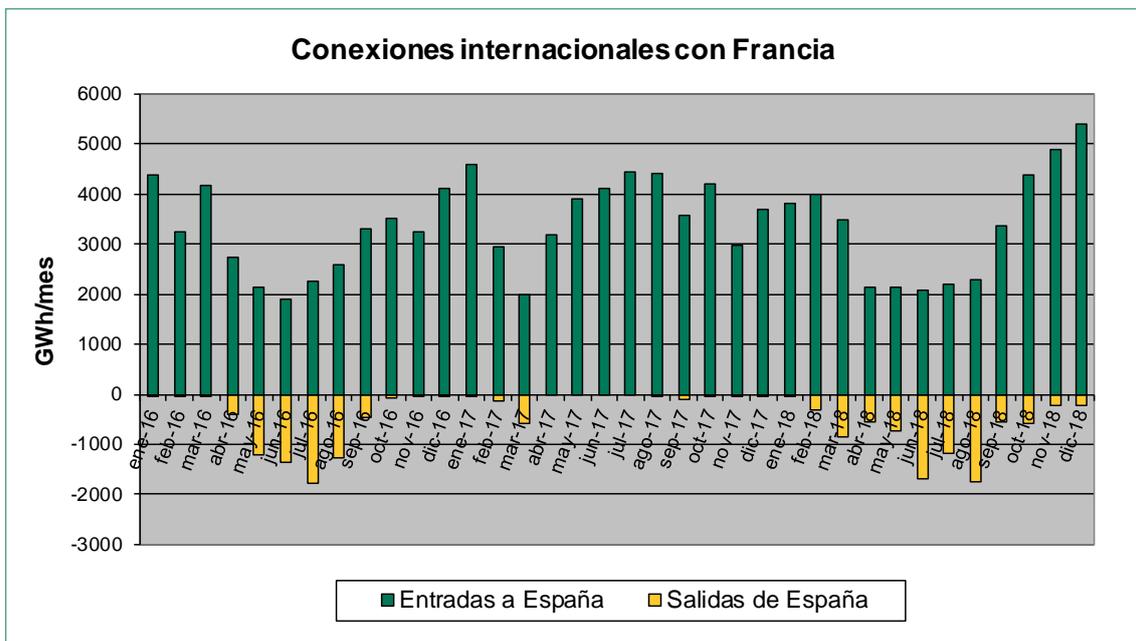
* A partir de enero de 2015 se incluye el tránsito en las salidas de España a Portugal

En diciembre de 2018, las entradas de gas argelino por Tarifa para el mercado nacional han sido de 7.396 GWh, lo que supone un descenso del 23,7% respecto al mismo mes del año anterior, habiéndose empezado a considerar, a partir del inicio del año 2015, el tránsito a Portugal como entrada por Tarifa. En este mes, las entradas de gas a través del gasoducto Medgaz han alcanzado un volumen de importación de 7.289 GWh, lo que representa un aumento del 3,6% con respecto a diciembre de 2017. Las importaciones en conjunto desde Argelia vía

conexión internacional suman un total de 14.685 GWh, un 12,2% inferior al mismo mes del año anterior.

Por otra parte, se ha alcanzado un saldo neto de exportación de 1.195 GWh en las interconexiones con Portugal, un 51,6% menos que el mismo mes del año anterior.

Conexiones con Francia

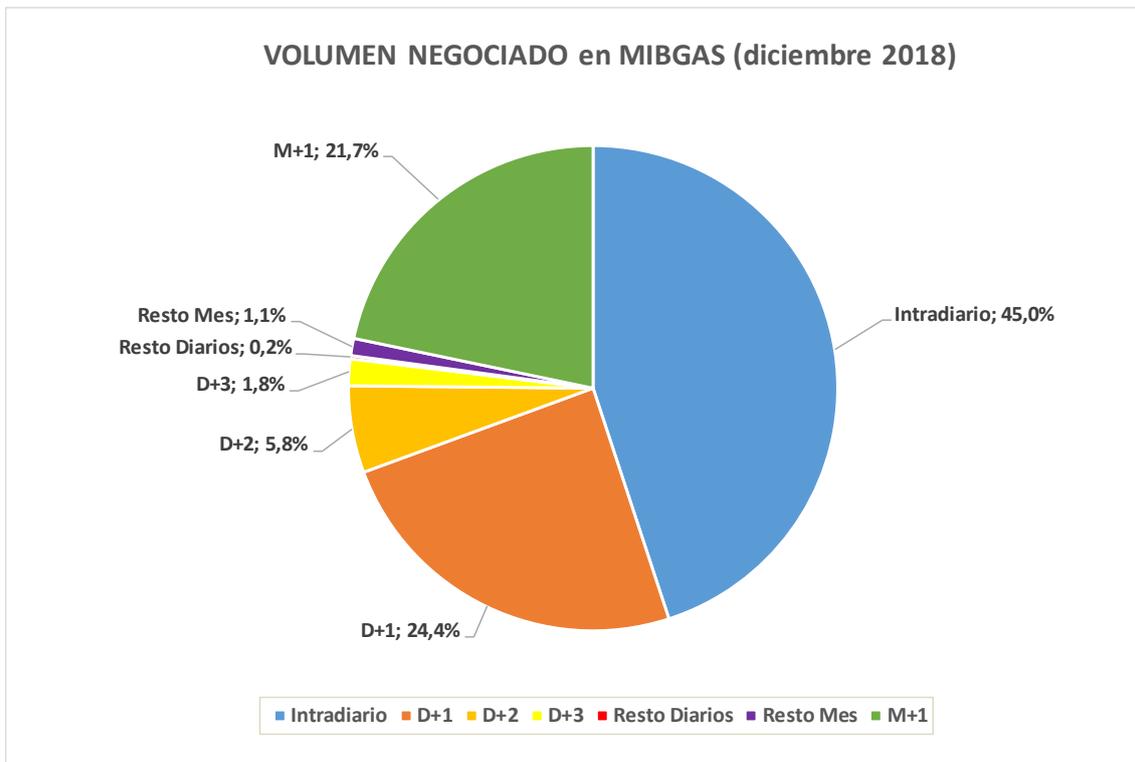


El sentido del flujo de gas en las interconexiones con Francia ha sido de importación, con 5.398 GWh de importación y 218 GWh de exportación. Las importaciones netas en 2018 han sido un 27,0% inferiores a las de 2017.

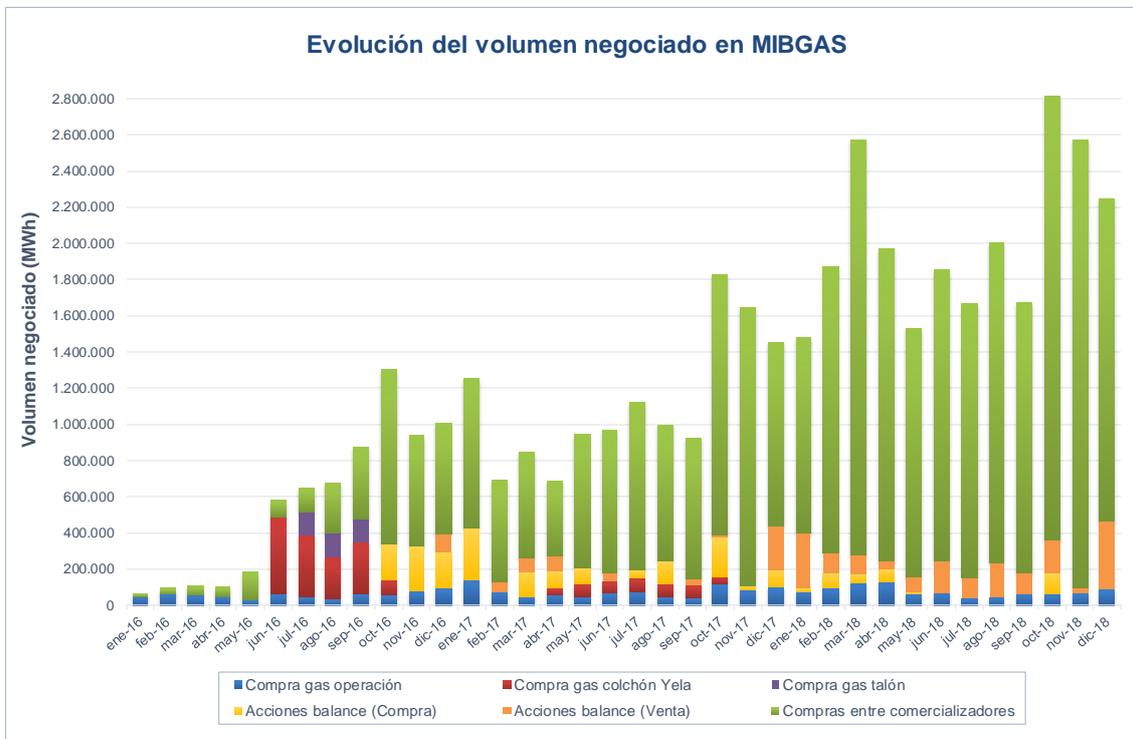
4.5. Volúmenes negociados en el mercado mayorista en España

Volumen negociado en el mercado organizado (MIBGAS)

El volumen negociado en MIBGAS durante el mes de diciembre fue de **2.245.291 MWh**, de los cuales 1.009.956 MWh corresponden al producto intradiario (45% del total), 547.526 MWh al diario D+1 (24%) y 487.320 MWh al mensual M+1 (22%). Del total negociado durante el mes, 375.045 MWh corresponden a la venta de gas para acciones de balance (17% del total) y 89.100 MWh a la compra de gas operación (4% del total). En la siguiente gráfica se reflejan los volúmenes negociados de los distintos productos durante el mes, siendo el promedio negociado de 72.429 MWh/día:



En la siguiente gráfica se reflejan los volúmenes negociados mensualmente, tanto los realizados por el GTS como por las empresas comercializadoras:



Volumen negociado en transacciones OTC

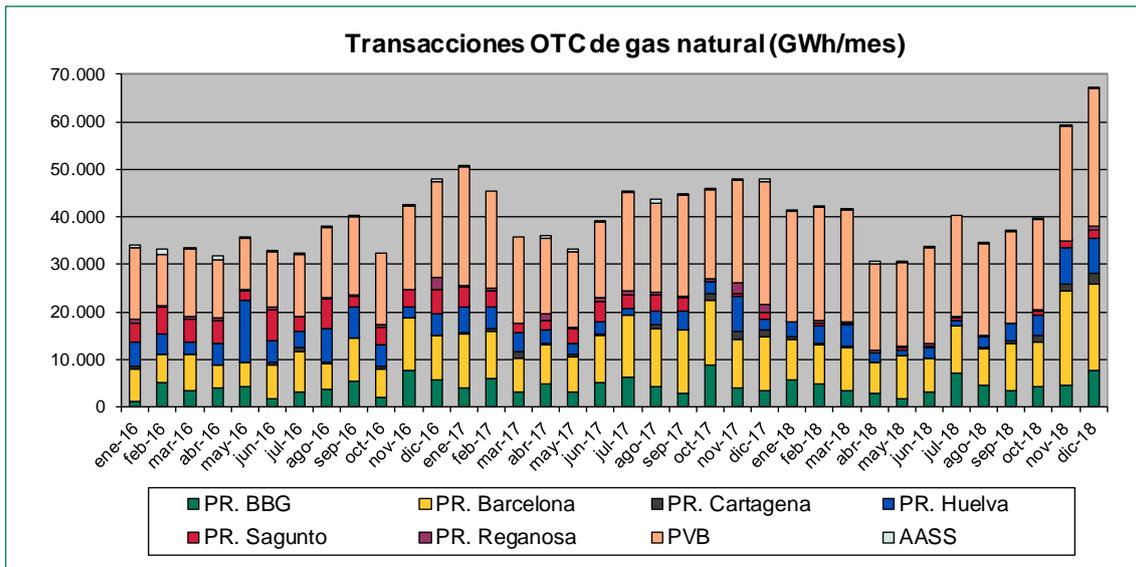
En el sistema gasista español, se producen transacciones de compra-venta de gas entre comercializadores en las plantas de regasificación (6), el punto de balance de los almacenamientos subterráneos y el punto de balance de la red de transporte. El volumen de las transacciones y las contrapartes de las mismas se debe comunicar a través de la plataforma MS-ATR desarrollada por ENAGAS-GTS.

El volumen total negociado en estas transacciones en el año 2018 asciende a un total de **498,14 TWh**, y corresponde a la suma de la negociación en las plantas de regasificación, en la red de transporte y en almacenamientos subterráneos, siendo el número de compradores activos de 90.

En los últimos 12 meses el número de transacciones realizadas ha aumentado en un 9,8%, pasando de 176.753 operaciones anuales en 2017, a 194.076 operaciones en 2018.

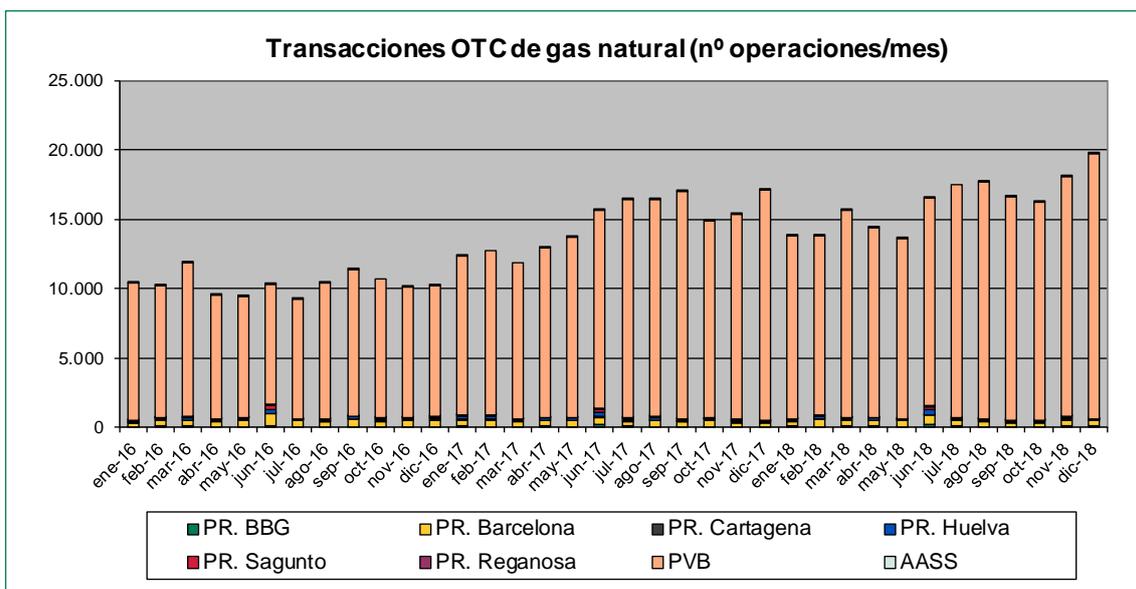
La cantidad total de energía negociada en diciembre de 2018 ascendió a **66.994 GWh**. El volumen de energía negociado en el mercado es equivalente al 190,9% de la demanda en dicho mes. En el último año ha disminuido el volumen de energía negociado en un 3,4%, debido principalmente al descenso de la demanda de gas para generación eléctrica.

En diciembre de 2018, el 43,0% del volumen de energía se negoció en el punto de balance de la red de transporte, el 56,9% en las plantas de regasificación, y sólo el 0,015% en los AASS. La cantidad total negociada en el punto virtual de balance de la red de transporte (PVB) mediante transacciones OTC fue de 28.815 GWh, frente a los 2.245 GWh negociados en el mercado organizado MIBGAS.



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

El número de transacciones en el mercado secundario de gas español, en diciembre de 2018, ascendió a 19.770 operaciones. Durante este mes, el 96,71% de las operaciones se negociaron en la red de transporte, el 3,26% en las plantas de regasificación y el restante 0,03% en los almacenamientos.



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

4.6. Hechos relevantes mercado de gas en España. Año 2018

- La **Resolución de 11 de diciembre de 2017**, de la Secretaría de Estado de Energía, establece las condiciones para la prestación del **servicio de creador de mercado obligatorio** por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural (**Gas Natural Fenosa y Endesa**) a partir del mes de enero de 2018. Esta Resolución se vio complementada con sendas Resoluciones de la DGPEyM donde se establece el volumen diario máximo a casar para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio.
- La **Resolución de la DGPEM de 21 de diciembre de 2017**, aprueba la adjudicación del **servicio de creador de mercado voluntario** en el mercado organizado de gas natural (MIBGAS) a la empresa **ENGIE España**, para el periodo correspondiente al primer semestre de 2018.
- El 1 de enero de 2018 entró en vigor la **Orden ETU/1283/2017**, de 22 de diciembre, por la que se establecen los **peajes y cánones** asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2018.
- La **Resolución de la DGPEM de 26 de diciembre de 2017**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al primer trimestre del año 2018 (vigente desde el 1 de enero). El término variable de las tarifas TUR 1 y TUR 2 aumenta un 7,10% y un 8,23% respectivamente, sobre los valores del trimestre anterior, mientras que el término fijo disminuye un 0,70% y un 0,12% respectivamente.
- España recibió en **enero de 2018**, a través de la planta de Reganosa, el **primer cargamento de GNL** procedente de la **planta de licuefacción de Yamal GNL (en Rusia)**, en el buque Clean Ocean. Dicha planta se encarga de exportar el gas procedente del yacimiento de Yuzhno-Tambéiskoe, uno de los mayores de Rusia.
- El 16 de **febrero de 2018** se registró la **primera transacción de contratos futuros de gas natural en OMIP**, para compensación a través de la Cámara de Compensación Ibérica de Energía (OMIClear).
- La **empresa Repsol** alcanzó en **febrero** un acuerdo para la **venta de un 20% de su participación en el grupo Gas Natural SDG**, a la sociedad Rioja Bidco Shareholdings, controlada por la gestora británica de fondos CVC, por un importe total de más de 3.800 millones de euros.
- La **Resolución de la DGPEM de 22 de marzo de 2018**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al segundo trimestre del año 2018 (vigente desde el 1 de abril). El término variable de las tarifas TUR 1 y TUR 2 disminuye un 3,90% y un 4,47% respectivamente, sobre los valores del trimestre anterior, mientras que el término fijo se mantiene.

- El martes **24 de abril de 2018** el **operador de mercado MIBGAS Derivatives** inició la negociación de los **productos de gas natural a plazo** con entrega física mensual (con vencimiento superior al mes siguiente), trimestral, semestral y anual. Por su parte, **OMIClear** será la **cámara de compensación y liquidación** de las transacciones realizadas en este mercado organizado a plazo y **Axpo Iberia** actuará como **creador de mercado** en el mismo hasta el 31 de diciembre 2018.
- El **24 de mayo de 2018 BME Clearing**, la Cámara de Contrapartida Central de BME, inició la negociación de **contratos sobre gas natural**. Los contratos que se sumarán a la negociación en BME Clearing son los **day-ahead** (contratos diarios) y toda la **curva de futuros** de gas natural (con vencimiento semanal, mensual, trimestral, de temporada y anual), y se harán con entrega física en el Punto Virtual de Balance Español.
- **Repsol** completó en mayo de 2018 su **salida del capital de Gas Natural Fenosa** con el cierre de la venta de su participación del 20% a la empresa **Rioja Bidco Shareholdings** (sociedad controlada por el fondo británico CVC y la Corporación Financiera Alba, del Grupo March) por 3.816 millones de euros. Tras esta operación, los principales accionistas de Gas Natural son **Caixabank**, con un 24% de participación, y los **fondos GIP y Rioja Bidco**, con un 20% cada uno.
- La **Resolución de la DGPEM de 2 de julio de 2018**, aprueba la adjudicación del **servicio de creador de mercado voluntario** en el mercado organizado de gas natural (MIBGAS) a las empresas **Axpo Iberia** y **ENGIE España**, para el periodo correspondiente al segundo semestre de 2018.
- La **Resolución de la DGPEM de 28 de junio de 2018**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al tercer trimestre del año 2018 (vigente desde el 1 de julio). El término variable de las tarifas TUR 1 y TUR 2 aumenta un 4,14% y un 4,77% respectivamente, sobre los valores del trimestre anterior, mientras que el término fijo se mantiene.
- La **Resolución de la DGPEM de 25 de septiembre de 2018**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al cuarto trimestre del año 2018 (vigente desde el 1 de octubre). El término variable de las tarifas TUR 1 y TUR 2 aumenta un 9,51% y un 10,91% respectivamente, sobre los valores del trimestre anterior, mientras que el término fijo se mantiene.

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO	Término fijo (€/cliente)mes	Término variable c€/kWh
T1: Q ≤ 5.000 kWh/año	4,28	5,886958
T2: 5.000 < Q ≤ 50.000 kWh/año	8,44	5,199558

Tarifa de último recurso vigente a partir del 1 de octubre de 2018

- **Repsol** completó en noviembre de 2018 la operación de **adquisición de Viesgo** tras recibir las autorizaciones necesarias, y con ello adquiere una **capacidad de generación de 2.350 MW** (principalmente hidráulica y ciclos combinados de gas) y una cartera de **750.000 clientes** en el sector minorista de electricidad y gas en España.
- La **Resolución de la DGPEM de 26 de diciembre de 2018**, aprueba la adjudicación del **servicio de creador de mercado voluntario** en el mercado organizado de gas natural (MIBGAS) a las empresas **AXPO Iberia S.L.U.** y **ENGIE España**, para el periodo correspondiente al primer semestre de 2019.

